

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN WBM PARA LA
PERFORACIÓN DE LAS SECCIONES INTERMEDIA Y DE
PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO ARMADILLO**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEOS**

OPCIÓN: TÉCNICO EXPERIMENTAL

**EDDY FERNANDO COLALA TROYA
fernandocolala@hotmail.com**

**DIRECTOR: ING. PABLO BENALCAZAR, MSC.
pablo.benalcazar@epn.edu.ec**

Quito, Octubre 2020

DECLARACIÓN

Yo, Eddy Fernando Colala Troya, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad intelectual por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Eddy Fernando Colala Troya

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Eddy Fernando Colala Troya, bajo mi supervisión.

Ing. Pablo Benalcázar.
DIRECTOR DEL
TRABAJO DE TITULACIÓN

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme la fuerza y sabiduría para seguir adelante.

A mi familia, mi motor, mi eje de vida, que en los momentos difíciles siempre estuvieron ahí, dándome todo su apoyo.

A mi gran amigo Ing. Julio García, por su apoyo, por brindarme su conocimiento y gran parte de su tiempo para la elaboración y culminación de este proyecto.

Al Ing. Richard Aldaz, por la confianza y colaboración durante todo el transcurso de mi carrera universitaria.

A la empresa Quitoil, de manera especial al Ing. John Martínez y al Ing. Héctor Blandón, por brindarme las facilidades en la utilización del equipo de laboratorio para la realización de las pruebas de laboratorio así mismo con su conocimiento, que fue indispensable para la realización de este Trabajo de Titulación.

Al Ing. Raúl Valencia y al Ing. Gerardo Barros, por inculcarme su conocimiento durante toda mi carrera y sobre todo por brindarme su amistad.

Al Ing. Diego Cuzco por el tiempo dedicado a la revisión y corrección del siguiente trabajo, augurándole éxitos en su desempeño profesional.

A mi director de tesis Ing. Pablo Benalcázar, por confiar en este proyecto y ser parte indispensable en su culminación.

DEDICATORIA

Con todo el amor del mundo a mi querida familia, mi TODO, mi MUNDO, porque nunca podré devolverles todo lo que han hecho por mí, a mi mami que tanto amo, ella que nunca me abandono y siempre estuvo ahí para levantarme en los momentos más difíciles, a ella que nunca perdió la fe en mí, a ella que todas mis metas y proyectos son porque se sienta orgullosa de mí.

A mi sobrina Carolina Simone, mi niña hermosa.

A mi angelito Martha Luisa, siempre te llevaré en mi corazón.

Eddy Fernando Colala Troya

ÍNDICE

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	V
ÍNDICE	VI
ÍNDICE DE TABLA.....	XI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XII
SIMBOLOGÍA.....	XIV
RESUMEN.....	XV
PRESENTACIÓN	XVI
CAPITULO I	1
GENERALIDADES DEL CAMPO Y MARCO TEÓRICO	1
1.1. Descripción del Campo Armadillo	1
1.1.1. Breve Reseña Histórica	1
1.1.2. Ubicación del Campo	2
1.1.3. Estructura del Campo Armadillo.....	3
1.1.4. Estratigrafía del Campo	4
1.2. Fluidos de Perforación.....	9
1.2.1. Historia.....	9
1.2.2. Definición.....	10
1.2.3. Componentes Principales de un Fluido de Perforación.....	10
1.2.4. Funciones del Fluido de Perforación.....	11
1.2.4.1. Generar una presión hidrostática suficiente.....	11
1.2.4.2. Limpieza del hoyo: llevar los ripios de perforación a superficie.....	11
1.2.4.3. Controlar la temperatura de fondo y lubricar la sarta de perforación.....	12
1.2.4.4. Crear una costra adecuada.....	12
1.2.4.5. Tener la fuerza de gel suficiente para suspender los ripios.....	13

1.2.4.6. Reducir el peso de la sarta de perforación y la tubería de revestimiento.	13
1.2.4.7. Minimizar el daño de formación en la zona productora.	13
1.2.4.8. Transmitir potencia hidráulica a la sarta de perforación.	14
1.2.4.9. Evitar la corrosión excesiva de la sarta de perforación.	14
1.2.4.10. Minimizar el impacto ambiental.	14
1.2.5. Clasificación de los Fluidos de Perforación	15
1.2.5.1. Fluidos de perforación base agua.	16
1.2.5.1.1. Aditivos de los fluidos de perforación base agua.	16
Materiales de Arcilla	16
Aditivos para el Control de la Viscosidad	17
Aditivos de Control de Filtrado	17
Aditivos para el Control de la Densidad	17
1.2.5.1.2. Clasificación de los Fluidos de Perforación Base Agua	18
Lodos Dispersos	18
Lodos no Dispersos	18
Lodos Calados	18
Lodos Salinos	18
1.2.6. Propiedades de los Fluidos de Perforación	19
1.2.6.1. Propiedades Físicas.	19
Densidad	19
Reología	19
Viscosidad de Embudo	19
Propiedades Reológicas del fluido	20
Viscosidad Plástica	20
Viscosidad Aparente	21
Viscosidad Efectiva	21
Esfuerzo de Corte y Velocidad de Corte	21
Punto Cedente o Yield Point	22
Tixotropía y esfuerzos de gel	22

<i>Filtrado</i>	23
<i>pH</i>	23
Contenido de sólidos y líquidos	24
CAPITULO II	25
FORMULACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	25
2.1. Planteamiento del Problema.....	25
2.2. Diseño del Pozo y Litología Atravesada por Sección.....	25
2.2.1. <i>Diseño del Pozo</i>	26
2.2.2. <i>Litología en la Sección de 12.25 Pulgadas</i>	27
2.2.3. <i>Litología en la Sección de 8.5 Pulgadas</i>	28
2.3. Formulación del Fluido de Perforación por Sección.....	29
2.3.1. <i>Preparación del Fluido</i>	29
2.3.2. <i>Diseño del Fluido para la Sección Intermedia de 12.25 Pulgadas</i>	30
2.3.3. <i>Diseño del Fluido para la Sección de Producción de 8.5 Pulgadas</i>	32
2.4. Análisis y Pruebas de Laboratorio del Fluido de Perforación.....	33
2.4.1. <i>Pruebas Físicas</i>	33
2.4.1.1. <i>Determinación de la Reología</i>	33
2.4.1.2. <i>Viscosidad de Embudo</i>	34
2.4.1.3. <i>Filtrado API</i>	35
2.4.1.4. <i>Densidad del Fluido</i>	36
2.4.1.5. <i>Concentración de Sólidos y Líquidos (RETORTA)</i>	37
2.4.1.6. <i>Horno de rolado</i>	39
2.4.1.7. <i>Hinchamiento Lineal (LSM)</i>	40
2.4.1.8. <i>Distribución de Tamaño de Partículas</i>	42
2.4.2. <i>Pruebas Químicas</i>	44
2.4.2.1. <i>Concentración de Hidrógeno</i>	44
2.4.2.2. <i>Capacidad de Azul de Metileno (MBT)</i>	45
2.4.2.3. <i>Determinación de Cloruros</i>	46
2.4.2.4. <i>Alcalinidad del Lodo (Pm)</i>	46

2.4.2.5. Alcalinidad del Filtrado (Pf – Mf).....	47
CAPITULO III	48
RESULTADOS Y ELECCIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	48
3.1. Resultados de las Pruebas Realizadas al Fluido de Perforación para la Sección de 12.25 Pulgadas.	48
3.1.1. Resultados de las Pruebas Físicas y Químicas Antes y Después de Rolar.	48
3.1.2. Análisis de la Variación en Cada Propiedad Antes y Después de Rolar.....	49
3.1.2.1. Densidad.....	49
3.1.2.2. Viscosidad de Embudo.	50
3.1.2.3. Punto Cedente.	50
3.1.2.4. Esfuerzos de Gel.	51
3.1.2.5. Porcentaje de Sólidos, Líquidos y Aceite (Retorta).....	52
3.1.2.6. Filtrado API.	52
3.1.2.7. pH.	53
3.1.2.8. Hinchamiento Lineal.....	54
3.2. Resultados de las Pruebas Realizadas al Fluido de Perforación para la Sección de 8.5 Pulgadas.....	56
3.2.1. Resultados de las Pruebas Físicas y Químicas Antes y Después de Rolar.	56
3.2.2. Análisis de la Variación en Cada Propiedad Antes y Después de Rolar.....	57
3.2.2.1. Densidad.....	57
3.2.2.2. Viscosidad de Embudo.	57
3.2.2.3. Punto Cedente.	58
3.2.2.4. Esfuerzos de Gel.	59
3.2.2.5. Porcentaje de Sólidos, Líquidos y Aceite (Retorta).....	59
3.2.2.6. Filtrado API.	60
3.2.2.7. pH.	61
3.2.2.8. Distribución de Tamaño de Partícula.	61
3.3. Elección de los Fluidos de Perforación para Cada Sección.	65

3.3.1. Fluido de Perforación para la Sección de 12.25 Pulgadas	65
3.3.2. Fluido de Perforación para la Sección de 8.5 Pulgadas	66
CAPITULO IV	68
ESTIMACIÓN ECONÓMICA DE UN FLUIDO BASE	68
4.1. Análisis Técnico	68
4.1.1. Volúmenes de Fluido por Cada Sección	68
4.1.1.1 Volúmenes de Fluido por la Sección Intermedia de 12.25 Pulgadas	70
4.1.1.2 Volúmenes de Fluido por la Sección de Producción de 8.5 Pulgadas	72
4.2. Análisis Económico.....	74
4.2.1. Costo por Producto	75
4.2.2. Costo por Pie	75
4.2.3. Costo por Lump Sum	76
4.2.4. Costo de Productos	76
4.2.5. Cálculo y Comparación de Costos	76
CAPITULO V	79
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	79
5.1. Conclusiones.....	79
5.2. Recomendaciones	80
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	82
ANEXOS	85
ANEXO 1	85
CÁLCULOS DIAMETROS DE TUBERIA Y CASING	85
ANEXO Nº 2	88
SISTEMA DE CIRCULACION DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	88

ÍNDICE DE TABLA

Tabla 1 <i>Pruebas Iniciales de Producción Armadillo-1</i>	1
Tabla 2 <i>Topes Estimados de Formaciones para el Pozo ARMB-002</i>	6
Tabla 3 <i>Tipos de Roca y Códigos Geológicos del Campo Armadillo</i>	7
Tabla 4 <i>Descripción Litológica por Formación del Campo Armadillo</i>	8
Tabla 5 <i>Componentes de un Fluido de Perforación</i>	11
Tabla 6 <i>Aditivos Control de Densidad</i>	17
Tabla 7 <i>Productos a Utilizar Sección 12.25 Pulgadas</i>	31
Tabla 8 <i>Concentraciones a Utilizar Sección 12.25 Pulgadas</i>	31
Tabla 9 <i>Productos a Utilizar Sección 8.5 Pulgadas</i>	32
Tabla 10 <i>Concentraciones a Utilizar Sección 8.5 Pulgadas</i>	32
Tabla 11 <i>Resultados Pruebas Físicas y Químicas Sección 12.25 Pulgadas</i>	48
Tabla 12 <i>Resultados Pruebas Físicas y Químicas Sección 8.5 Pulgadas</i>	56
Tabla 13 <i>Resultados del Análisis PSD</i>	64
Tabla 14 <i>Libras Requeridas por Producto para la Sección de 12.25 Pulgadas</i>	71
Tabla 15 <i>Cantidad de Sacos-Tambores por Producto</i>	72
Tabla 16 <i>Libras Requeridas por Producto para la Sección de 8.5 Pulgadas</i>	74
Tabla 17 <i>Cantidad de Sacos-Tambores por Producto</i>	74
Tabla 18 <i>Costo por Producto</i>	76
Tabla 19 <i>Costos Sección 12.25 Pulgadas</i>	77
Tabla 20 <i>Costos Sección 8.5 Pulgadas</i>	77
Tabla 21 <i>Costos Totales para Sección 12.25 y 8.5 Pulgadas</i>	78

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 <i>Ubicación del Bloque 55</i>	3
Figura 2 <i>Evento Volcánico de Armadillo</i>	4
Figura 3 <i>Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente del Ecuador</i>	5
Figura 4 <i>Clasificación de los Fluidos de Perforación</i>	15
Figura 5 <i>Fluidos de Perforación Base Agua</i>	16
Figura 6 <i>Viscosímetro de Lectura Directa</i>	20
Figura 7 <i>Filtro Prensa</i>	23
Figura 8 <i>pH-Metro</i>	24
Figura 9 <i>Diseño del Pozo</i>	26
Figura 10 <i>Formaciones Perforadas en la Sección 12.25 Pulgadas</i>	27
Figura 11 <i>Formaciones Perforadas en la Sección de 8.5 Pulgadas</i>	28
Figura 12 <i>Equipos para Preparación del Fluido</i>	30
Figura 13 <i>Viscosímetro</i>	33
Figura 14 <i>Embudo Marsh</i>	34
Figura 15 <i>Filtrado API</i>	35
Figura 16 <i>Balanza de Lodos</i>	37
Figura 17 <i>Retorta</i>	38
Figura 18 <i>Horno de Rolado</i>	39
Figura 19 <i>Equipo de Hinchamiento Lineal</i>	41
Figura 20 <i>pH-Metro Digital</i>	45
Figura 21 <i>Prueba de Azul de Metileno</i>	45
Figura 22 <i>Variación de la Viscosidad de Embudo Antes y Después de Rolar el Fluido para la Sección de 12.25 Pulgadas</i>	50
Figura 23 <i>Yield Point Antes y Después de Rolar el Fluido para la Sección de 12.25 Pulgadas</i>	51
Figura 24 <i>Esfuerzos de Gel Antes y Después de Rolar el Fluido para la Sección 12.25 Pulgadas</i>	51
Figura 25 <i>Contenido de Sólidos y Líquidos Antes y Después de Rolar el Fluido para la Sección de 12.25 Pulgadas</i>	52
Figura 26 <i>Filtrado API Antes y Después de Rolar el Fluido para la Sección de 12.25 Pulgadas</i>	53
Figura 27 <i>pH Antes y Después de Rolar el Fluido para la Sección de 12.25 Pulgadas</i>	53
Figura 28 <i>Curvas de Hinchamiento Lineal</i>	55

Figura 29 <i>Variación de la Viscosidad de Embudo Antes y Después de Rolar el Fluido para la Sección de 8.5 Pulgadas.....</i>	58
Figura 30 <i>Yield Point Antes y Después de Rolar el Fluido para la Sección de 8.5 Pulgadas.....</i>	58
Figura 31 <i>Esfuerzos de Gel Antes y Después de Rolar el Fluido para la Sección 8.5 Pulgadas.....</i>	59
Figura 32 <i>Contenido de Sólidos y Líquidos Antes y Después de Rolar el Fluido para la Sección de 8.5 Pulgadas.</i>	60
Figura 33 <i>Filtrado API Antes y Después de Rolar el Fluido para la Sección de 8.5 Pulgadas.....</i>	60
Figura 34 <i>pH Antes y Después de Rolar el Fluido para la Sección de 8.5 Pulgadas. .</i>	61
Figura 35 <i>Tamaño de Poro y Longitud de la Garganta Poral.....</i>	62
Figura 36 <i>Distribución de Tamaño de Partículas con Concentración 50%/50% de Carbonato 100 y Carbonato 325.....</i>	63
Figura 37 <i>Distribución de Tamaño de Partículas con Concentración 40%/60% de Carbonato 100 y Carbonato 325.....</i>	63
Figura 38 <i>Distribución de Tamaño de Partículas con Concentración 30%/70% de Carbonato 100 y Carbonato 325.....</i>	64
Figura 39 <i>Concentración de Productos para la Sección de 12.25 Pulgadas.....</i>	65
Figura 40 <i>Propiedades Relevantes para la Sección de 12.25 Pulgadas.....</i>	66
Figura 41 <i>Concentración de Productos para la Sección de 8.5 Pulgadas</i>	67
Figura 42 <i>Propiedades Relevantes para la Sección de 8.5 Pulgadas.....</i>	67

SIMBOLOGÍA

Símbolo	Significado	Dimensiones
API	American Petroleum Institute	
Bls	Barriles	L^3
bls/blsf	Barriles por barriles fiscales	L^3/t
BFPD	Barril fiscal por día	L^3/t
BPPD	Barril de petróleo por día	L^3/t
BSW	Sedimentos y Corte de agua	
°F	Grados farengeith	T
TVD	Profundidad vertical	L
MD	Measure Depth	L
S	Daño de formación	
Ppm	Partes por millón	
Psi	Libras por pulgada cuadrada	M/Lt^2
Yp	Punto cedente	
Vp	Viscosidad plástica	
MBT	Methyl Blue Test	
RPM	Revoluciones por minuto	
CARB	Carbonatos	
Cc	Centímetro cubico	l^3
Csg	Casing, tubería de revestimiento	
Cp	Centipoise	$Fl^{-2}T^{-1}$
G	Gramos	M
Gpt	Galón por tonelada	L^3/M
Qt	Cuarto de galón	
Lb	Libra	M
MI	Mililitro	l^3
pH	Potencial de hidrogeno	
CaCO ₃	Carbonato de calcio	
BaSO ₄	Sulfato de Bario	
LSM	Hinchamiento Lineal	
PSD	Distribución de Tamaño de Partícula	

RESUMEN

En general, los fluidos de perforación que se utilizan tanto para las secciones de 12.25 pulgadas como para la sección de 8.5 pulgadas contienen inhibidores, y adicionalmente, en la sección de 8.5 pulgadas se añade material puenteante (carbonato de calcio) dependiendo del tamaño de la garganta poral de la formación o arenisca de interés. El presente trabajo tiene como principal objetivo, desde un punto de vista técnico y en base a la normativa API, determinar una formulación que minimice los diferentes tipos de inconvenientes que se presenten durante las operaciones de perforación en los pozos del campo Armadillo, así como ser un manual guía para la realización de futuras formulaciones de un Sistema de Fluidos de Perforación en la industria petrolera aplicable a cualquier campo de la cuenca oriente del Ecuador.

La metodología aplicada para desarrollar este trabajo fue un estudio técnico experimental, donde se realizaron pruebas físicas y químicas en los laboratorios de la empresa ofertante. También se efectuaron dos pruebas de laboratorio adicionales: prueba de Hinchamiento Lineal, la cual permitió evaluar la reactividad de la arcilla (Bentonita) frente a la exposición a los fluidos de perforación (WBM) analizados, para evitar inestabilidad en intervalos arcillosos durante la perforación; y la prueba de Distribución de tamaño de Partículas, con la finalidad de establecer las concentraciones de carbonato de calcio a ser utilizados en la perforación del pozo, que permitan hacer un sello efectivo en los reservorios principales y secundarios.

De acuerdo a los resultados de laboratorio, para la sección de 12.25 pulgadas, el fluido escogido es el número 2, con el cual se obtuvo un hinchamiento lineal de 21.8% utilizando en su formulación 4 lb/bbl de acetato de potasio y 4 %v/v de glycol como inhibidores; mientras que para la sección de 8.5 pulgadas, el fluido seleccionado es el número 3, el cual luego de realizar el análisis de distribución de tamaño de partículas dio un valor de 8.67 μ m, siendo mayor al tamaño promedio de la garganta poral (7.5 μ m), con un porcentaje de 30% de Carbonato de Calcio 100TT y 70% de 325 TT. En base a la estimación económica, el costo del fluido de perforación número 2 para la sección de 12.25 pulgadas es de \$124032, y el costo del fluido de perforación número 3 para la sección de 8.5 pulgadas es de \$149523. Estas formulaciones de fluidos de perforación (WBM) van a ser evaluadas y analizadas, pudiendo ser tomadas como base en el mismo campo Armadillo o campos aledaños de la cuenca oriente del Ecuador, ya que constituyen una solución a problemas encontrados durante la perforación del pozo ARMB - 002 en el campo Armadillo, por ejemplo, hinchamiento de arcillas e inestabilidad de lutita, pega de tubería, pérdida de fluido hacia la formación, entre otros.

PRESENTACIÓN

El fluido de perforación base agua (WBM) que se va a diseñar es parte importante en la Ingeniería de Petróleos, ya que constituye una herramienta clave durante la perforación de pozos y su diseño influye directamente en los yacimientos de hidrocarburos, cuando el pozo es puesto en producción, y en la recuperación mejorada, al utilizar otros métodos de producción y levantamiento artificial. Los fluidos de perforación requieren una guía operacional basada en la experiencia de campos ajustado a la Normativa API como referencia de trabajo. Para el diseño del fluido de perforación (WBM), se realizaron diferentes pruebas en laboratorio para medir su eficiencia y poder ser aplicado en la perforación del pozo.

El presente trabajo tiene como finalidad evaluar el rendimiento de los fluidos de perforación (WBM) que van a ser formulados y planteados para las secciones de 12.25 pulgadas y 8.5 pulgadas en el campo Armadillo, en base a pruebas de laboratorio bajo las normativas API RP 13B-1, 13 B-2, con el fin de determinar las concentraciones adecuadas de cada producto dentro de la formulación de cada fluido por sección.

En el Capítulo I se realiza una descripción de los puntos más relevantes del campo Armadillo, así mismo, se estudia la base teórica de los fluidos de perforación, conceptos con los cuales se va a desarrollar más adelante el análisis de pruebas y resultados.

En el Capítulo II, se describe la metodología utilizada para diseñar el fluido de perforación, en base a pruebas tanto físicas como químicas, regidas bajo la norma API.

En el Capítulo III, se analizan los resultados de las pruebas de laboratorio y se determina la formulación óptima para cada sección a perforar.

En el Capítulo IV, se realiza una estimación económica para el fluido de perforación escogido por sección, teniendo en cuenta la mayor rentabilidad.

En el Capítulo V, se encuentran las conclusiones y recomendaciones, de acuerdo a los resultados de laboratorio y a la estimación económica.

CAPITULO I

GENERALIDADES DEL CAMPO Y MARCO TEÓRICO

1.1. Descripción del Campo Armadillo

A continuación se presentan datos históricos relevantes, ubicación, estructura, estratigrafía, topes formacionales y litología del campo Armadillo.

1.1.1. Breve Reseña Histórica

Uno de los principales objetivos que persigue PETROECUADOR a través de la Filial de PETROPRODUCCION, es la incorporación de nuevas reservas de hidrocarburos, para la cual esta Filial luego de una evaluación regional de las reservas remanentes a explorarse seleccionó el campo Armadillo, que se encuentra en el bloque 55” (Guevara, S, 1996, pág. 1).

Este campo está localizado en la provincia de Napo e inició su producción con 383 BPPD de la Arena "U" en el mes de Enero de 1997, y continuó su producción hasta abril de 1999 con 449 BPPD y 48% de BSW, luego de lo cual se abandonó el pozo Armadillo 1 por daños en la bomba (sobrecalentamiento), los yacimientos productores son Basal Tena y Napo "U inferior" (Petroamazonas E.P, 2015).

Tabla 1 Pruebas Iniciales de Producción Armadillo-1

Yacimiento	Intervalo (pies)	Fecha	BFPD	BSW (%)	BPPD	BAPD	API	Salinidad	Observaciones
"U" inferior	10376-10418	02/08/95	864	22	674	190	18.4 a 60°F	545	Con bomba jet
"U" inferior *	10376-10418	03/08/95	912	6	857	55	18.4 a 60° API	1212	Con bomba hidráulica
Basal Tena	9392-9398 9408-9426	11/08/95	-	-	-	-	-	-	Con bomba jet, no hay aporte
"U" inferior	10376-10418	17/08/95	864	6	812	52	18.4 a 60° F	1100	Con bomba jet
"U" inferior	10376-10418	18/08/95	816	10	734	82	18.4 a 60°F	1105	Con bomba jet
Basal Tena	9392-9398 9408-9426	20/08/95	528	36	338	190	13.5 a 60°F	120	Con bomba jet
Basal Tena *	9392-9398 9408-9426	02/09/95	600	25	450	150	13.5 a 60°F	120	Con bomba hidráulica

Fuente: (Guevara, S, 1996)

En la tabla 1 se muestran los valores iniciales de producción del pozo Armadillo 1 tanto para la arenisca U inferior como para la arenisca Basal Tena. Se pueden observar los intervalos de producción, la fecha de las pruebas, los volúmenes de fluido, el grado API, así como la salinidad y con qué tipo de bomba fueron hechas las pruebas.

En 2012, el Ministerio de Hidrocarburos de Ecuador concedió el campo Armadillo a la empresa Petroamazonas EP para su desarrollo y producción, luego de esto Petroamazonas EP consiguió una licencia ambiental lo que le permitió iniciar el reacondicionamiento del pozo Armadillo 1 llegando a una producción de 330 BPPD (López, 2017, pág. 2).

En febrero del 2015, Petroamazonas EP y la empresa Ecuaservoil S.A, conformada por la estatal belarusa Belorusneft y la empresa Edinpetrol, firmaron el Contrato para la Provisión de Servicios Específicos Integrados con financiamiento de la Contratista para la ejecución de actividades de optimización de producción, recuperación mejorada y exploración del Campo Armadillo con una duración de 15 años. Se suspendió las actividades en ese mismo año para renegociar dicho contrato y se reiniciaron las actividades el 1 de julio del 2016. En el campo Armadillo desde el 2016 hasta el primer trimestre del 2017 se tuvo una producción promedio de 241 BPPD (López, 2017, págs. 2-3).

A partir del 2019 Belorusneft incrementó la producción del petróleo en el campo Armadillo, actualmente el campo tiene 10 pozos en condiciones operativas con una producción diaria total de 2557 BPPD (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2020)

A pesar de que el campo Armadillo (Bloque 55) es un campo nuevo con altos riesgos de investigación geológica, todos los pozos abiertos funcionan eficazmente, los especialistas analizaron en detalle toda la información del yacimiento, los geólogos realizaron el estudio, la interpretación de los datos sísmicos y crearon los modelos geológicos del yacimiento (BeITA, Agencia Telegráfica de Belarús, 2019).

1.1.2. Ubicación del Campo

El campo Armadillo se encuentra ubicado a 15 km al Sureste del campo Auca Sur y a 12 km al Noreste del campo Cononaco en el Sur de la Cuenca Oriental, las coordenadas del pozo Armadillo 1 son:

Latitud: 00° 56' 01.31" S

Longitud: 76° 50' 14.00" W

Elevación del nivel del suelo 1055 pies sobre el nivel del mar.

Elevación de la mesa rotaria con respecto al nivel del mar 1076 pies

Altura de la mesa del taladro es de 21 pies (Guevara, S, 1996, pág. 2)

El Bloque 55 con el nombre de Armadillo se encuentra ubicado en la provincia de Napo y limita al norte, al sur y al este con el bloque 17 y al oeste con el bloque 61, como se muestra en la Figura 1. Ambos bloques son operados por Petroamazonas EP y cuentan con inversión de empresas privadas (López, 2017, pág. 11).

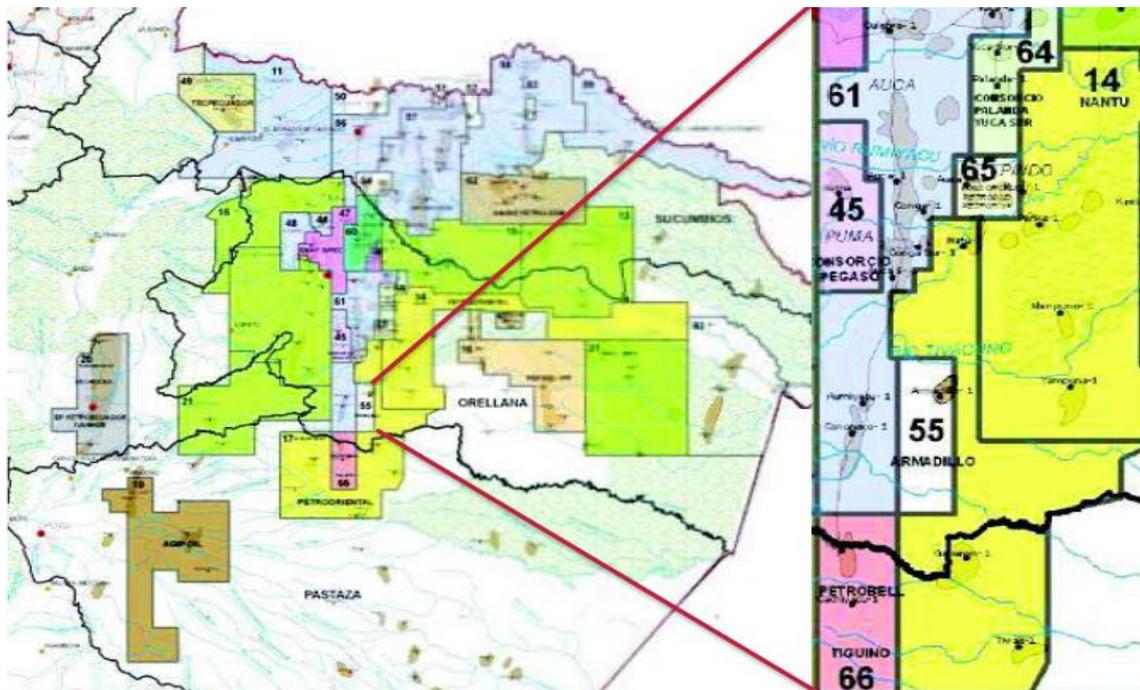


Figura 1 Ubicación del Bloque 55

Fuente: (ECUASERVOIL, 2018)

1.1.3. Estructura del Campo Armadillo

La estructura del campo Armadillo se localiza en un anticlinal asimétrico con dirección NE-SO el cual no tiene definido su cierre estructural, pero hasta lo conocido, muestra el cierre de 110 pies. Fue descubierto en 1995 con dirección E-O al tope de la caliza U media y la caliza A, varía de menor espesor al este a mayor espesor al oeste. Este campo del bloque 55 tiene aproximadamente unos 200 km² y está ubicado en el centro de la Cuenca Oriente. Se realizaron levantamiento de 18 líneas sísmicas entre 1977 y 1995, 14 líneas fueron cargadas a Petroamazonas EP. Como resultado de este

levantamiento de información sísmica, se identificó, con la ayuda de las interpretaciones estructurales en tiempo, la presencia de un cuerpo ígneo, como se muestra en la figura 2, de una longitud de aproximadamente 5 km, el cual se va reduciendo hacia los extremos y se determinó fallas debido a la tectónica. Este cuerpo volcánico podría tener un espesor de aproximadamente 300 pies (López, 2017, págs. 24-25).

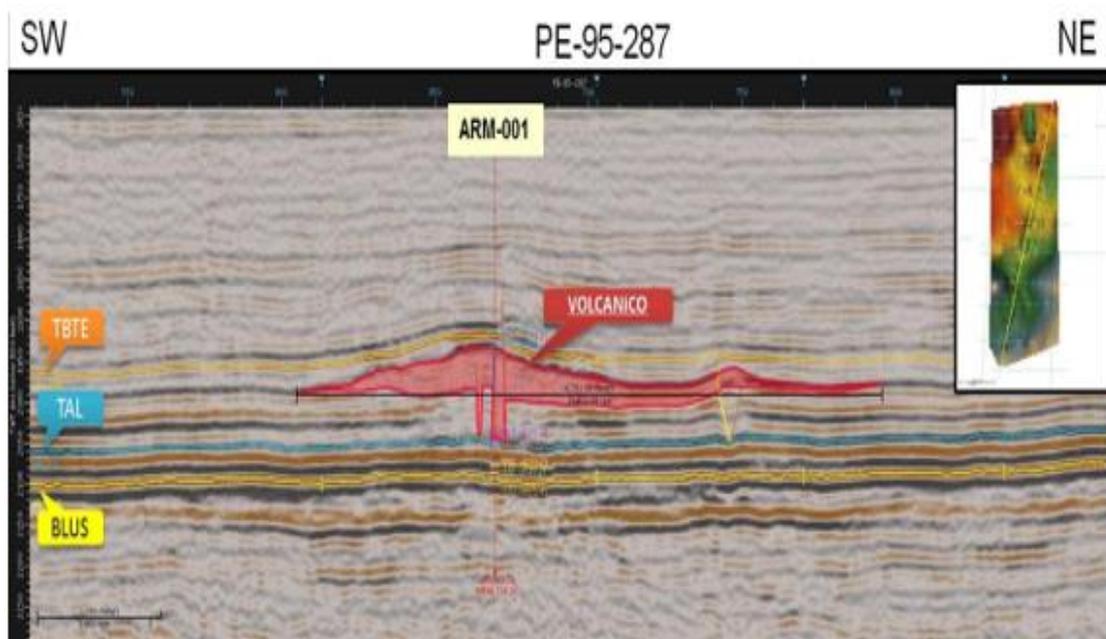


Figura 2 *Evento Volcánico de Armadillo*

Fuente: (López, 2017)

Este bloque se encuentra afectado por deformación, sin presencia de fallas, de los sedimentos de Napo, Superior Tena y Tiyuyacu inferior, sometido a una deformación que se dio con la reactivación tectónica del Mio-Plioceno. En las formaciones sedimentarias se observaron cambios paleográficos, variaciones laterales de facies y fluctuaciones de las líneas de costa y son de edad cretácica; esta área está afectada por alta actividad volcánica que se evidencian con la presencia de cuerpos ígneos (López, 2017, pág. 12).

1.1.4. Estratigrafía del Campo

El control litológico fue realizado por las compañías GEOSERVICIOS y CONPETRO respectivamente con la supervisión de técnicos de PETROPRODUCCION, el informe final del pozo fue presentado en el mes de noviembre de 1995, en el mismo se adjunta el perfil de evaluación de formaciones a escala 1:500. Durante la perforación del pozo

se tomaron dos núcleos de corona en los yacimientos arenisca M-2 y arenisca "T" inferior. En la figura 3 se muestra la columna estratigráfica de la cuenca oriente del Ecuador, mientras que en la tabla 2 se visualizan los valores de los topes formacionales en TVD y MD para el campo Armadillo. En la tabla 3 se enumeran los tipos de rocas y la pictografía descrita en el master log del pozo ARMB – 002, con la finalidad de entender más adelante la litología encontrada al perforar las secciones de 12.25 pulgadas y 8.5 pulgadas. En la tabla 4 se describe la litología por formación en el campo Armadillo (Guevara, S, 1996, pág. 3).

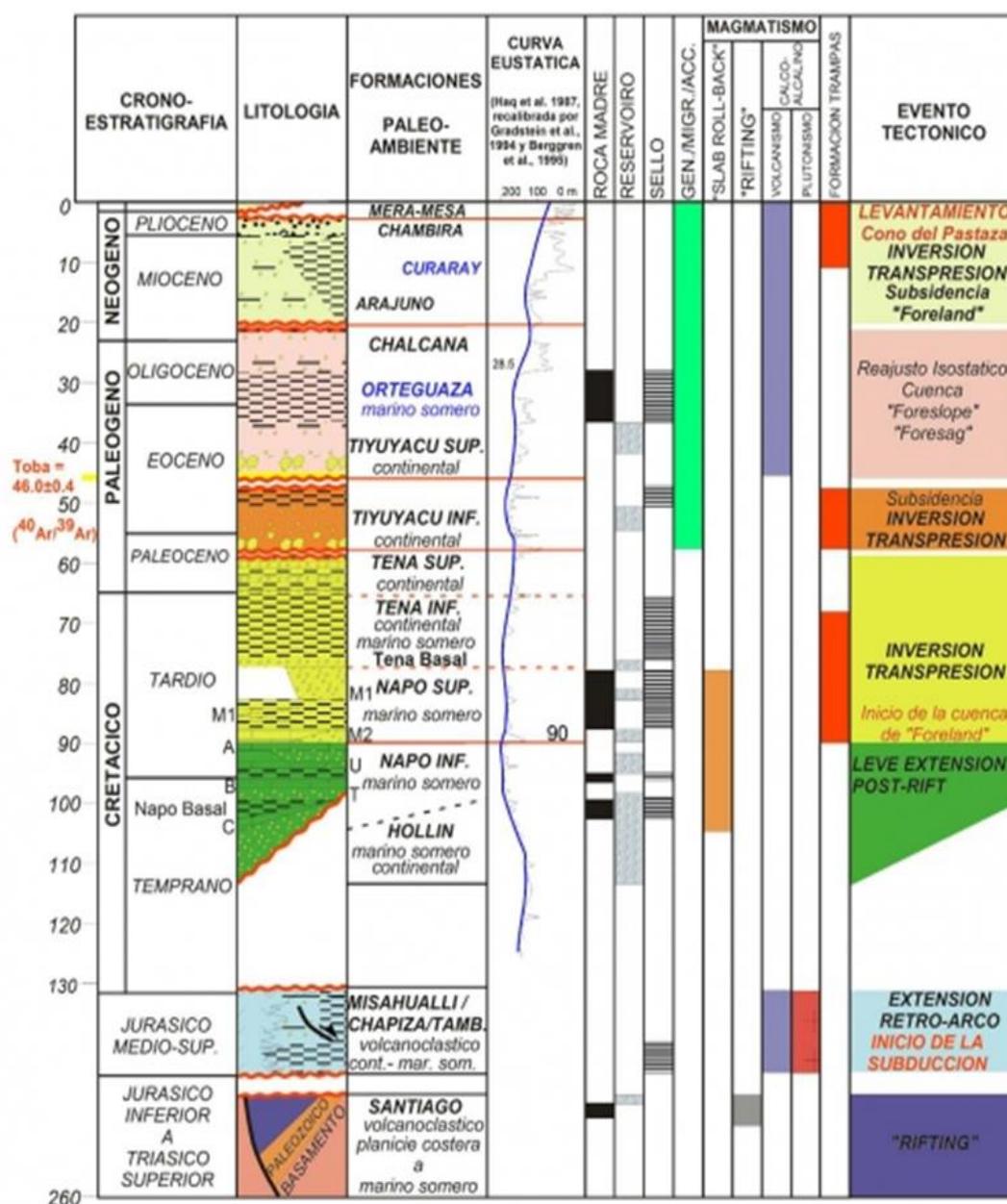


Figura 3 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente del Ecuador

Fuente: (Baby, P; Rivadeneira, M; Barragán, R, 2004)

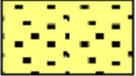
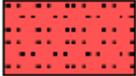
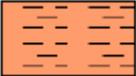
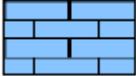
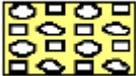
Tabla 2 *Topes Estimados de Formaciones para el Pozo ARMB-002.*

Formación	MD	TVD	Comentarios
Orteguaza	6393	6214	
Tiyuyacu	7385	7206	Reflector sísmico
Tope Conglomerado Superior Tiyuyacu	7756	7577	
Base Conglomerado Superior Tiyuyacu	7796	7616	
Tope Conglomerado Inferior Tiyuyacu	8707	8528	
Base Conglomerado Inferior Tiyuyacu	8735	8555	
Tena	8899	8719	
Basal Tena	9423	9244	Objetivo Secundario
Base Basal Tena	9458	9279	
Volcánico	9513	9333	
Base Volcánico	10083	9904	
Caliza M2	10083	9904	
Base Caliza M2	10116	9937	
Caliza A	10172	9993	Reflector Sísmico
Base Caliza A	10314	10135	
Arenisca U Superior	10314	10135	
Arenisca U Inferior	10372	10192	Objetivo Principal
Base Arenisca U Inferior	10426	10247	
Caliza B	10551	10372	Reflector Sísmico
Arenisca T Superior	10568	10388	
Arenisca T Principal	10661	10482	Objetivo Secundario
Base Arenisca T Principal	10723	10544	
Caliza C	10856	10676	Reflector sísmico
Arenisca Hollin Superior	10880	10700	
Arenisca Hollin Principal	10918	10739	Objetivo Secundario
Profundidad Total	11203	11024	

(Fuente: SDT¹, 2018)

¹ **SDT:** Integrated Solution, empresa *Ecuatoriana* que provee Servicios Integrados de Perforación dedicada al Servicio en la Industria petrolera

Tabla 3 *Tipos de Roca y Códigos Geológicos del Campo Armadillo*

Tipos de Roca	Nomenclatura	Pictografía
Lutita Verde, Green Shale	SH	
Arenisca, Sandstone	SST	
Limolita, Siltstone	SLST	
Arcilla, Claystone	CLST	
Caliza, Limestone	LS	
Volcánico, Volcanic	VOLC	
Conglomerado, Conglomerate	CGL	
Conglomerado arenisca, Conglomerate sandstone	MCGL	
Lutita gris, Gry shale	SH GRY	
Carbón, Coal	COAL	
Caolinita, Kaolinite	KAO	
Cemento, Cement	CMT	
Glaucionita, Glauconitic sand	GLC	

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (PETROKEM LOGGING SERVICES, 2016)

Tabla 4 Descripción Litológica por Formación del Campo Armadillo

Formaciones	Litología
Orteguaza	<p>Lutita: gris verdosas, gris clara, ocasionalmente café clara, moderadamente suave a dura, blocosa, planar, laminar.</p> <p>Limolita: crema, gris verdosa, fino a muy fino, blocosa irregular, terrosa, de grano fino a arenisca.</p> <p>Arcillolita: gris clara, crema, menor café rojiza, moderadamente suave a dura, sub-blocosa.</p> <p>Arenisca: hialino, blanco, ligeramente amarillo, sub-transparente, grano fino, cuarzoso, sub-redondeado, cemento no visible, porosidad no visible.</p>
Tiyuyacu	<p>Arenisca: blanco, amarillo claro, sub-translucido a sub-transparente, suelto, cuarzoso, moderado sorteamiento, sin show de petróleo.</p> <p>Arcillolita: café rojizo, rojo ladrillo, moderadamente duro a suave, aceitoso, en parte soluble, plástico, no calcáreo.</p> <p>Limolita: gris claro, gris verdoso, irregular a blocosa, terrosa, no calcárea.</p> <p>Conglomerados: blanco lechoso, gris claro, translucido a opaco, angular, con abundante fractura chertosa, blocosa, mostaza, gris clara.</p>
Tena	<p>Arcillolita: café clara, café amarillento, moderadamente suave a dura, irregular a sub-blocosa, terrosa, soluble, plástico.</p> <p>Limolita: gris verdosa, moderadamente dura a suave, sub-blocosa, de grano fino a arenisca.</p> <p>Caliza: compacta, crema, moderadamente duro a duro, blocosa, porosidad no visible.</p> <p>Arenisca: hialina, café claro, gris claro, transparente a sub-transparente, suelto a ocasional friable, pobre porosidad inferida, trazas al 10% de la muestra, fluorescencia natural de amarillo pálido,</p>
Napo	<p>Lutita: gris oscura, negra, gris, moderadamente suave a dura, ocasional leñosa, blocosa, laminar, no calcárea con inclusiones de pirita.</p> <p>Material Volcánico: gris verdoso, café verdoso, dura, blocosa a amorfo, textura afanítica con inclusión de fractura vidriosa y líticos, local con pirita diseminada.</p> <p>Caliza: de lodosa a compacta, crema moteada con gris claro, blocosa, moderadamente dura, sin porosidad visible, granular, gris oscuro, trazas a 10% de la muestra, fluorescencia no visible a luz natural, corte fluorescente lento de nubloso a correntoso, blanco lechoso, residuo no visible en luz natural.</p>
Hollín	<p>Arenisca: gris verdosa, café clara, blanca, traslucida, moderadamente consolidada de fino a muy fino, sub-redondeado a redondeado, sorteo moderado, matriz argilítica, cemento no visible, inclusiones de glauconita, trazas de 10% a 20% de la muestra, blanco lechoso.</p> <p>Caolinita: lechoso, blanco, café claro, suave, blocosa irregular.</p> <p>Carbón: blocosa, brillante, con inclusiones de pirita.</p>

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (PETROKEM LOGGING SERVICES, 2016)

1.2. Fluidos de Perforación.

Sobre los fluidos de perforación se va a tratar su historia, definición, principales componentes, funciones, clasificación y propiedades.

1.2.1. Historia.

Los primeros pozos perforados por el método de rotación solo utilizaban agua como fluido que al mezclarse con los sólidos de formación formaban el lodo. Si un lodo era demasiado viscoso, o pesado se le agregaba agua para adelgazarlo, y si la viscosidad era insuficiente se agregaba otro lodo de reserva para viscosificarlo. Cualquier problema en el lodo durante la perforación era solucionado agregando agua o lodo de reserva (Arredondo, 2009).

En 1901 HAGGEN Y POLLARD sugirieron que en pozos de gas debe llenarse el mismo cuando se saca la tubería a superficie para evitar un posible reventón. Definieron el término lodo nativo como la mezcla de agua con arcilla la cual permanece en suspensión por un tiempo considerable. Las arcillas más usadas fueron de naturaleza GUMBO, recomendando un 20% en peso de arcilla en agua (Arredondo, 2009).

En 1916 LEWIS Y MC-MURRAY definieron al lodo nativo como: “Una mezcla de agua con algún material arcilloso que pueda permanecer en suspensión por tiempo considerable que tenga una densidad de 8,7 a 9,2 ppg y que además debe ser delgado como el agua para evitar efectos negativos en algunas formaciones. Decían que un buen lodo debía ser capaz de sellar arenas de formación, además de evitar su lavado y contrarrestar las presiones del gas”

En 1921 STROUD fue encargado de encontrar un medio para aumentar la densidad y así prevenir el descontrol de pozos de gas. Así surgió el óxido de hierro para preparar lechadas rápidas y bombeables de 15 a 18 lb/gal (Arredondo, 2009).

En 1922 STROUD experimentó con BARITA O BARITINA, material que presentaba ventajas sobre el óxido de hierro por ser de alta gravedad específica, no es abrasivo, no es tóxico, pero se usó en gran escala recién para el año 1929, cuando se solucionó el problema de la viscosidad y gel necesario para suspender el material.

La búsqueda de la solución al problema de gel y viscosidad dio lugar a varios aditivos que cumplan con el objetivo. Primero se desarrollaron compuestos de mezclas de

aluminato de sodio y soda cáustica para luego en 1929 descubrir las ARCILLAS BENTONITICAS con ventajas superiores en dar viscosidad, gel y control de filtrado en la formación (Arredondo, 2009, pág. 3).

1.2.2. Definición.

El manual de Tecnología Aplicada a los Fluidos de Perforación (1998), define el lodo de perforación como un fluido de características físicas y químicas apropiadas que puede ser aire o gas, agua, petróleo y combinación de agua y aceite con diferente contenido de sólido. No debe ser tóxico, corrosivo ni inflamable, pero sí inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales, y además estable a las temperaturas. Debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones y debe ser inmune al desarrollo de bacterias. El propósito fundamental del lodo es ayudar a hacer rápida y segura la perforación, mediante el cumplimiento de ciertas funciones. Sus propiedades deben ser determinadas por distintos ensayos y es responsabilidad del especialista en lodos comparar las propiedades a la entrada y salida del hoyo para realizar los ajustes necesarios (Villarroel & Izurieta, 2014, pág. 21).

1.2.3. Componentes Principales de un Fluido de Perforación.

La composición del fluido dependerá de las exigencias de cada operación de perforación en particular. La perforación debe hacerse atravesando diferentes tipos de formación que a la vez, pueden requerir diferentes tipos de fluidos. Por consiguiente, es lógico que varias mejoras sean necesarias efectuarle al fluido para enfrentar las distintas condiciones que se encuentran a medida que la perforación se hace cada vez más profunda en busca de petróleo. En su gran mayoría los lodos de perforación son de base acuosa, donde la fase continua es el agua. Sin embargo, en términos generales, los lodos de perforación se componen de dos fases: Fase líquida, la cual puede ser agua (dulce o salada) o aceite; y fase sólida, está puede estar compuesta por sólidos inertes (deseables o indeseables) o por sólidos reactivos (Villarroel & Izurieta, 2014, pág. 21).

En la tabla 5 se menciona los componentes principales de un fluido de perforación WBM:

Tabla 5 Componentes de un Fluido de Perforación

Función	Producto
Densificantes	Barita, carbonato de calcio, óxido de hierro, compuestos de plomo.
Viscosificantes	Bentonita, atapulguita, arcilla, fibras de amianto.
Controladores de pH	Cal, ácidos, hidróxidos.
Agentes Dispersantes	Lignitos, taninos, lignosulfatos, agua (dispersante universal).
Reductores de Filtrado, Anticorrosivos, Inhibidores	Polímeros, aminas, emulsificantes, humectantes, formaldehído, almidones.

Fuente: (Villarroel & Izurieta, 2014)

1.2.4. Funciones del Fluido de Perforación.

Las funciones de los fluidos de perforación son variadas, ya que depende del tipo de formación que se vaya a perforar. El diseño de un fluido de perforación tiene como objetivo principal garantizar el control de la presión de formación, así como la seguridad y velocidad del proceso de perforación. Para que este objetivo se cumpla, el fluido diseñado debe cumplir con las siguientes características y funciones (Hernandez & Manrique, 2018, pág. 46).

1.2.4.1. Generar una presión hidrostática suficiente.

El fluido de perforación se prepara con la finalidad de contrarrestar la presión natural de los fluidos en las formaciones. Se debe alcanzar un equilibrio justo, es decir, un equilibrio tal en el que la presión ejercida por el fluido de perforación (presión hidrostática) contra las paredes del pozo sea suficiente para contrarrestar la presión que ejercen los fluidos que se encuentran en las formaciones, el petróleo y el gas; pero que no sea tan excesiva para dañar o fracturar la formación. Si la densidad del fluido de perforación fuese muy grande, podría provocar la fractura de la roca y el fluido de perforación se perdería hacia la formación (Villarroel & Izurieta, 2014, pág. 24).

1.2.4.2. Limpieza del hoyo: llevar los ripios de perforación a superficie.

Al realizar la operación de perforación los cortes que se generan por el corte de la broca pueden ser, pedazos de la formación que provienen de las paredes del pozo, cuando se está realizando esta operación por lo general hay derrumbes y estos escombros tienden a caer en el fondo del pozo, por lo cual deben ser evacuados

desde el fondo hasta la superficie; esto se realiza mediante la circulación del fluido de perforación y esta deberá ser capaz de vencer las pérdidas acumuladas de presión asociadas con el equipo superficial, la sarta de perforación, la broca y el anular.

Esta remoción de los recortes depende del tamaño, forma y densidad de los recortes, de la velocidad de penetración, la rotación de la columna, de la viscosidad y la velocidad anular del fluido ya que de esta depende el régimen de bombeo, pues el fluido debe ser bombeado a la presión y volumen que se requieren para cada pozo y con ello lograr que la formación se mantenga limpia y con ello facilitar la perforación (Hernandez & Manrique, 2018, págs. 47-48).

1.2.4.3. Controlar la temperatura de fondo y lubricar la sarta de perforación.

Las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad considerable de calor por fricción en la broca y en las zonas donde la sarta de perforación roza contra el casing y el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la broca y la sarta de perforación, alejando este calor de la fuente y distribuyéndolo en todo el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la sarta de perforación hasta temperaturas más bajas que la temperatura de fondo. Además de enfriar, el fluido de perforación lubrica la sarta de perforación, reduciendo aún más el calor generado por fricción.

Las brocas, las herramientas direccionales de fondo y los componentes de la sarta de perforación fallarían más rápidamente si no fuera por los efectos refrigerantes y lubricantes del fluido de perforación (Instituto Americano del Petróleo, 2001, pág. 25).

1.2.4.4. Crear una costra adecuada.

Toda formación atravesada tiene cierta permeabilidad una más que otra; las arenas por lo general son bastante permeables y no así las arcillas, esta permeabilidad es lo que hace posible el paso del fluido a través de las rocas; debido a las exigencias de la perforación de tener una presión hidrostática mayor a la presión de formación, parte del líquido del lodo, llamado filtrado, penetra a horizontes en las formaciones, quedando sobre la pared de la formación una costra de sólidos conocido como película o revoque cuyo espesor queda definido por las características del lodo; esta película está muy ligada a la estabilidad del pozo y por lo general debe ser delgada, impermeable, flexible y maleable (Arredondo, 2009, pág. 10).

1.2.4.5. Tener la fuerza de gel suficiente para suspender los ripios.

El fluido de perforación debe tener la capacidad de suspender los recortes de perforación y el material densificante cuando la fuerza de elevación por flujo ascendente es eliminada y estos tienden a caer al fondo del hoyo al detener la circulación. Esta característica del fluido de perforación, se puede lograr gracias a la propiedad tixotrópica que pueden poseer algunos de ellos, la cual le permite al fluido de perforación mantener en suspensión las partículas sólidas cuando se interrumpe la circulación y luego depositarlos en superficie al reiniciar la misma. Así mismo, bajo condiciones estáticas la fuerza de gelificación debe evitar que el material densificante se precipite en los fluidos más pesados (Villarreal & Izurieta, 2014, pág. 39).

1.2.4.6. Reducir el peso de la sarta de perforación y la tubería de revestimiento.

La estabilidad del pozo depende del equilibrio entre los factores mecánicos (presión y esfuerzo) y los factores químicos. La composición química y las propiedades del fluido de perforación deben combinarse para proporcionar la estabilidad del pozo hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento. Independientemente de la composición química del fluido de perforación, el peso debe estar comprendido dentro del intervalo necesario para equilibrar las fuerzas mecánicas que actúan sobre el pozo (presión de la formación, esfuerzos del pozo relacionados con la orientación y la tectónica) (Instituto Americano del Petróleo, 2001, pág. 23).

1.2.4.7. Minimizar el daño de formación en la zona productora.

La finalidad de perforar un pozo petrolero es para producir hidrocarburos, esta producción dependerá de muchos factores de los cuales uno se refiere al daño a la productividad causada por el lodo. El daño causado por el lodo puede ser por excesiva cantidad de sólidos, por una sobre presión o por la incompatibilidad química del lodo con la formación productora, como puede ser inadecuada alcalinidad, contenido de emulsificantes que puedan causar la formación de emulsiones estables en los poros de las formaciones productoras (Arredondo, 2009, pág. 9).

1.2.4.8. *Transmitir potencia hidráulica a la sarta de perforación.*

En perforación de pozos, cuando se habla de hidráulica se hace referencia a la relación entre los efectos que pueden causar la viscosidad, la tasa de flujo y la presión de circulación sobre el comportamiento eficiente del fluido de perforación.

Durante la circulación, el fluido de perforación es expulsado a través de los jets de la broca a gran velocidad. La energía hidráulica hace que la superficie por debajo de la broca esté libre de recortes para así maximizar la velocidad de penetración; ya que, si estos no son removidos la broca sigue retriturando los viejos recortes, lo que reduce la velocidad de penetración. Esta energía también alimenta las herramientas direccionales de fondo. Las propiedades reológicas ejercen influencia considerable sobre la potencia hidráulica aplicada y por lo tanto deben mantenerse en valores adecuados (Villarreal & Izurieta, 2014, pág. 42).

1.2.4.9. *Evitar la corrosión excesiva de la sarta de perforación.*

La corrosión se da en los componentes de la tubería que están en contacto con el fluido de perforación, los gases disueltos hacen que la tubería se corra de forma más rápida dañándola, tanto en la superficie como en el fondo del pozo y poniendo en riesgo la perforación; sin embargo, hay productos específicos para controlar la alcalinidad del fluido, como por ejemplo la soda caustica, los cuales controlan el pH del fluido de perforación, sin tener mayor influencia en las demás funciones y propiedades del fluido. Cuando el lodo se airea se forman espumas y otras condiciones de oxígeno ocluido, los cuales pueden causar graves daños por corrosión rápidamente, por eso es que en la operación se debe monitorear las muestras de corrosión para controlar el daño y la velocidad con la que se corroe la tubería (Hernandez & Manrique, 2018, pág. 48).

1.2.4.10. *Minimizar el impacto ambiental.*

El fluido de perforación con el tiempo se convierte en un desecho y como tal debe ser eliminado según los reglamentos vigentes ambientales donde se esté realizando la perforación. Por esta razón los fluidos base agua son los más deseables ya que tienen un bajo impacto con el medio ambiente.

No existe un conjunto único de características ambientales pues estos también dependen de la ubicación geográfica de la formación, de la población existente en ese

lugar, de la proximidad que tenga a fuentes hídricas superficiales o subterráneas, de la flora y fauna local (Instituto Americano del Petróleo, 2001, pág. 29).

1.2.5. Clasificación de los Fluidos de Perforación

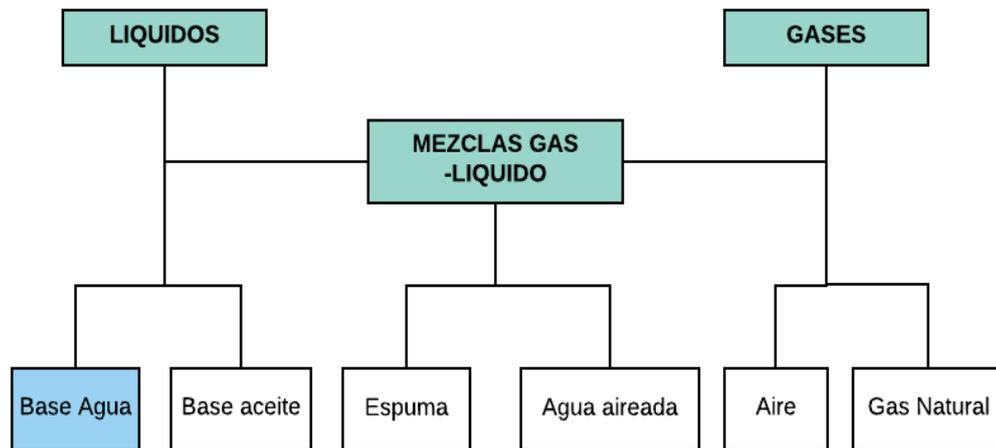


Figura 4 Clasificación de los Fluidos de Perforación

Fuente: (Villarroel & Izurieta, 2014)

En la figura 4 se enumera la clasificación de los fluidos de perforación, de los cuales para el presente trabajo se tratará los fluidos base agua (WBM), ya que son los que más se utilizan en la cuenca oriente del Ecuador, debido a su costo, disponibilidad del fluido base (agua) y sobre todo su bajo impacto en el medio ambiente.

Los principales factores que determinan la selección de fluidos de perforación (Villarroel & Izurieta, 2014, pág. 36) son:

- Tipos de formaciones a ser perforadas.
- Rango de temperatura, esfuerzos, permeabilidad y presiones exhibidas por las formaciones.
- Procedimiento de evaluación de formaciones usado.
- Calidad de agua disponible.
- Diseño del pozo
- Profundidad de cada sección.

1.2.5.1. Fluidos de perforación base agua.

Un fluido de perforación base agua, es un fluido que tiene como característica principal que su fase líquida o continua es agua; a la cual se le adiciona arcillas, polímeros, densificantes y algunos otros aditivos para el control de algunas variables como se muestra en la figura 5, por esta razón este tipo de fluidos o lodos son versátiles y económicos (Hernandez & Manrique, 2018, pág. 37).

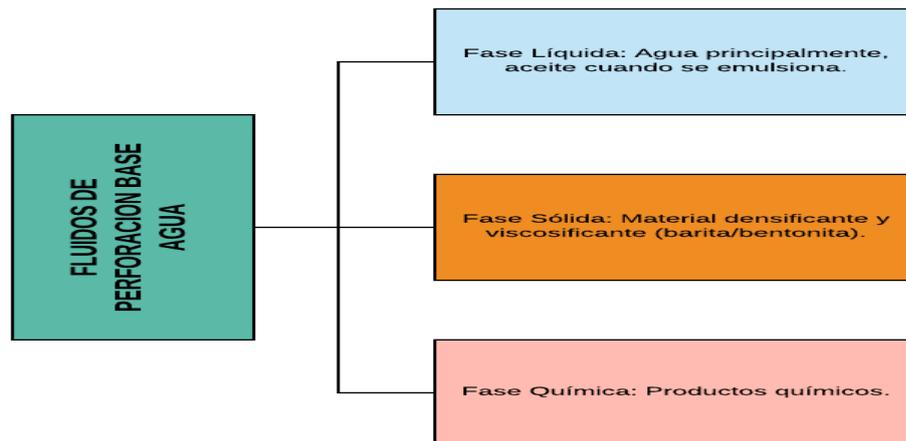


Figura 5 Fluidos de Perforación Base Agua

Fuente: (Contreras, 2015)

1.2.5.1.1. Aditivos de los fluidos de perforación base agua

Materiales de Arcilla

La bentonita se utiliza en fluidos de perforación para dar viscosidad y para controlar la pérdida de fluido. Las arcillas comerciales están clasificadas de acuerdo con su rendimiento. Se define el rendimiento de una arcilla como el número de barriles de lodo de 15 centipoise que se pueden obtener con una tonelada de material seco.

El rendimiento de una arcilla se verá afectado por las concentraciones de sal en el agua. La arcilla es hidratada con agua fresca.

La hidratación se reduce por la presencia de iones de Calcio y de Magnesio, por lo que se requiere de un tratamiento químico del agua base de la mezcla antes de la hidratación. Para aguas saladas se deberá utilizar atapulguita, especial para agua salada, o la gel prehidratada en agua fresca (Schlumberger, 2011, pág. 46).

Aditivos para el Control de la Viscosidad

Los polímeros orgánicos como Xanthan, PAC o CMC son viscosificantes con moléculas de cadenas largas: polímero de celulosa polianiónica, polímero de carboximetil celulosa.

Los adelgazantes químicos (dispersantes) reducirán la viscosidad de los fluidos de perforación: se pueden utilizar fosfatos, lignitos, lignosulfonatos, taninos o adelgazantes sintéticos (Schlumberger, 2011, pág. 48).

Aditivos de Control de Filtrado

Las arcillas como la bentonita favorecen al formarse el revoque frente a la formación permeable.

Los polímeros orgánicos como el almidón se hinchan y sellan las zonas permeables en forma efectiva, la estabilidad está limitada a 250°F.

El CMC y el PAC de baja viscosidad también son buenos para la formación del revoque, el PAC trabaja con salinidades máximas de 60,000 ppm y la estabilidad por temperatura está limitada a 350°F (Schlumberger, 2011, pág. 49).

Aditivos para el Control de la Densidad

Los aditivos químicos que se utilizan comúnmente para densificar el fluido de perforación se visualizan en la tabla 6, de los cuales el carbonato de calcio y el sulfato de bario son los que más se utilizan en la cuenca oriente del Ecuador, ya que con la densidad alcanzada con los mismos se controlan de manera eficiente las presiones del yacimiento.

Tabla 6 Aditivos Control de Densidad

Producto	Fórmula Química	Gravedad Específica	Densidad Máxima
Carbonato de Calcio (Caliza)	CaCO ₃	2.7 gr/cc	12 lbs/gal
Sulfato de Bario (Barita)	BaSO ₄	4.2 gr/cc	20 lbs/gal
Oxido Férrico (Hematita)	Fe ₂ O ₃	5.0 gr/cc	25 lbs/gal
Sulfuro de Plomo (Galena)	PbS	7.4 gr/cc	32 lbs/gal

Fuente: (Schlumberger, 2011)

1.2.5.1.2. Clasificación de los Fluidos de Perforación Base Agua

Lodos Dispersos

Estos fluidos contienen adelgazantes químicos, son muy útiles cuando se perfora a grandes profundidades, ya que su principal característica es la dispersión de arcillas gracias a los adelgazantes que contiene el lodo. Estos lodos están compuestos principalmente por bentonita, sólidos perforados y bajas concentraciones de agentes dispersantes, como los lignosulfonatos y lignitos; su pH está en un rango de 8.5 y 10.5 esto para mantener estable el NaOH que se requiere para que se active el agente dispersante (Hernandez & Manrique, 2018, pág. 38).

Lodos no Dispersos

Estos fluidos a diferencia de los dispersos no contienen agentes adelgazantes químicos. Estos fluidos se usan para perforar pozos poco profundos o en pozos profundos pero la primera sección (lodos primarios), en su mayoría está compuesto por agua dulce, bentonita e hidróxido de calcio (cal apagada), para la mezcla la bentonita primero debe estar hidratada por esta razón se mezcla con agua y luego se agrega el hidróxido de calcio que aumenta el valor real de punto de cedencia (capacidad de transportar recortes a bajas velocidades de corte). Lo que se busca con este tipo de sistema es reducir la cantidad total de sólidos arcillosos generando un beneficio en la velocidad de perforación (Hernandez & Manrique, 2018, pág. 38).

Lodos Calados

Son lodos que se obtienen por adición de cal apagada $\text{Ca}(\text{OH})_2$ y yeso en altas concentraciones. De esta forma la arcilla bentonítica sódica se transforma en arcilla cálcica (lodos calados). Este tipo de lodo es utilizado especialmente para controlar perforaciones de gas (Contreras, 2015, pág. 6).

Lodos Salinos

Son aquellos lodos cuya fase continua es agua salada. Presentan una concentración mínima de 10,000 ppm de NaCl (1% en peso). Utilizan como fase dispersa la arcilla atapulguita. Este tipo de lodo se lo utiliza para perforar formaciones salinas o formaciones afectadas por la presencia de agua dulce (Contreras, 2015, pág. 9). Se los clasifica en:

- Salobres: con una concentración entre 10,000 y 35,000 ppm.

- Salados: con una concentración entre 35,000 y 350,000 ppm
- Saturados con sal: con una concentración más de 350,000 ppm

1.2.6. Propiedades de los Fluidos de Perforación

Las propiedades de un fluido de perforación son de mucha importancia ya que gracias a ellas podemos tener información sobre el estado del pozo en el momento de la perforación, y están relacionadas con las funciones anteriormente mencionadas, a continuación se mencionan dichas propiedades.

1.2.6.1. Propiedades Físicas

Densidad

La densidad está definida como la masa por unidad de volumen y es una de las principales propiedades del fluido de perforación, a la cual también se le conoce como peso del lodo. Una de las funciones principales es mantener una presión hidrostática adecuada para mantener los fluidos de la formación en sitio, así mismo, su valor no debe ser demasiado alto para fracturar la formación debido a altas presiones hidrostáticas (Villarreal & Izurieta, 2014, pág. 43).

Se la expresa en Lb/gal principalmente, siendo no menos importantes Lb/pies³ y SG (gravedad específica). La presión hidrostática debe ser ligeramente mayor a la presión de la formación, para evitar en lo posible una arremetida o pérdida de fluido hacia formación, lo cual dependerá de las características de la formación. Esta propiedad se mide con una balanza de lodos, que puede ser tanto atmosférica como presurizada (PDVSA, 2002, pág. 12).

Reología

Esta propiedad se encarga de medir la deformación que experimenta un fluido de perforación debido a la operación de perforación y agregado de aditivos químicos; se le realizan algunas mediciones al fluido de perforación a ciertas condiciones de temperatura, presión y velocidades de corte. Hay diferentes propiedades reológicas, algunas se describen a continuación (Hernandez & Manrique, 2018, pág. 52).

Viscosidad de Embudo

Es determinada con el Embudo Marsh, y sirve para comparar la fluidez de un líquido con la del agua. Es recomendable evitar las altas viscosidades y perforar con la visco-

idad embudo más baja posible, siempre y cuando, se tengan valores aceptables de fuerzas de gelatinización y un control sobre el filtrado. Un fluido contaminado exhibe alta viscosidad embudo (PDVSA, 2002, pág. 12).

Propiedades Reológicas del fluido

Mediante el viscosímetro o reómetro Fann de lectura directa (figura 6), se determinan las propiedades reológicas del fluido, es decir, la viscosidad plástica, el punto cedente y los esfuerzos de gel (Instituto Americano del Petróleo, 2001, pág. 34).

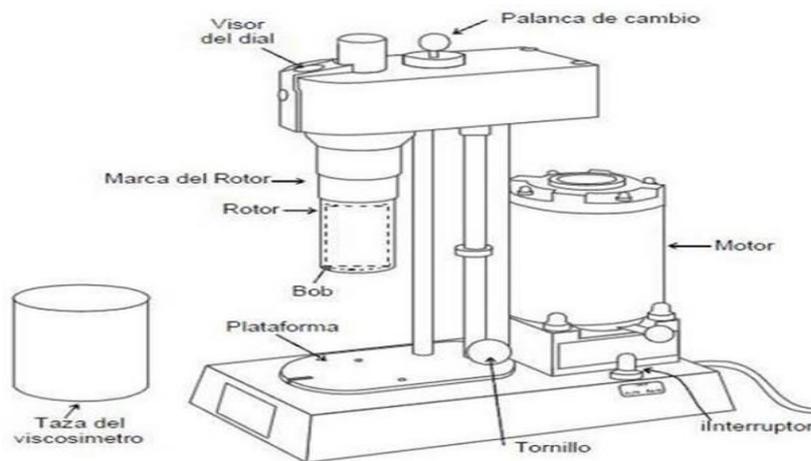


Figura 6 Viscosímetro de Lectura Directa

Fuente: (PDVSA, 2002).

Este aparato está constituido por un rotor que gira dentro de una taza mediante un motor eléctrico. Una caja de velocidades, que actúa mediante un sistema de engranaje, hace girar el rotor a diferentes velocidades. Al girar el rotor produce un cierto arrastre a la taza o bowl. Este arrastre se mide mediante una balanza de torsión, que indica la fuerza desarrollada en un dial graduado (PDVSA, 2002, pág. 21).

Viscosidad Plástica

La viscosidad plástica (VP) se mide en centipoise (cP), se calcula a partir de los valores medidos en el viscosímetro Fann, como sigue:

$$PV = \Theta 600 - \Theta 300 \text{ [cP]}$$

Esta es la viscosidad que resulta de la fricción mecánica entre: sólidos y líquidos. Esta depende de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el fluido, y se controla con equipos mecánicos de control de sólidos. Este control se hace indispensable ya que mejora el comportamiento reológico del fluido. Para obtener altas tasas de penetración (ROP) se debe tener en cuenta los valores de viscosidad plástica (PDVSA, 2002, pág. 13).

Viscosidad Aparente

Es una medida aparente de la resistencia de los fluidos a fluir, esto debido a los efectos de adhesión y cohesión generados por la atracción entre moléculas y su comportamiento en la suspensión del fluido de perforación, se define entre el esfuerzo cortante y la velocidad de deformación a una temperatura fija (Hernandez & Manrique, 2018, pág. 53). Se la calcula de la siguiente manera:

$$\mu_a = \frac{\theta 600}{2} = \theta 300 [cP]$$

Viscosidad Efectiva

La viscosidad de un fluido no newtoniano cambia con el esfuerzo de corte. La viscosidad efectiva (μ_e) de un fluido es la viscosidad de un fluido bajo condiciones específicas. Estas condiciones incluyen la velocidad de corte, la presión y la temperatura (Villarreal & Izurieta, 2014, pág. 30).

Esfuerzo de Corte y Velocidad de Corte

Los otros términos para la viscosidad (μ) se pueden describir como la relación del esfuerzo de corte (τ) a la velocidad de corte (γ). Por definición:

$$\text{Viscosidad } (\mu) = \frac{\text{esfuerzo de corte } (\tau)}{\text{velocidad de corte } (\gamma)} = \frac{lb/100ft^2}{1/seg} = [cP]$$

Cuando un fluido está fluyendo, hay una fuerza en el fluido que se opone al flujo. Esta fuerza se llama esfuerzo de corte. Se puede describir como un esfuerzo de fricción que aparece cuando una capa de fluido se desliza encima de otra. Como el corte ocurre más fácilmente entre capas de fluido que entre la capa exterior del fluido y la

pared de una tubería, el fluido que está en contacto con la pared no fluye. La velocidad a la cual una capa pasa por delante de la otra se llama velocidad de corte (Villarreal & Izurieta, 2014, pág. 31).

Punto Cedente o Yield Point

Es la resistencia al flujo que es causada por las fuerzas de atracción entre partículas, estas fuerzas son consecuencia de las cargas (positivas y negativas) que hay sobre la superficie de las partículas que se encuentran dispersas en la fase fluida, el punto cedente se relaciona con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas.

El punto cedente se mide al igual que la viscosidad plástica en un viscosímetro Fann, esta propiedad caracteriza la capacidad de transporte de los recortes de la perforación y se encuentra dada por la ecuación (Hernandez & Manrique, 2018, pág. 54):

$$YP = \Theta 300 - PV \text{ [lb/100ft}^2\text{]}$$

Tixotropía y esfuerzos de gel

Esta resistencia o fuerza de gel es una medida de la atracción física y electroquímica bajo condiciones estáticas, regresando luego al estado de fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte. Está relacionada con la capacidad de suspensión del fluido y se controla, en la misma forma, como se controla el punto cedente (PDVSA, 2002).

Esta fuerza debe ser lo suficientemente adecuada para:

- Facilitar el asentamiento de los sólidos en los tanques de superficie, principalmente en la trampa de arena.
- Permitir buen rendimiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación.
- Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería.
- Permitir el desprendimiento del gas incorporado al fluido.
- La resistencia de gel formado depende de: cantidad y del tipo de sólidos en suspensión, tiempo y temperatura (pág. 14).

Filtrado

El filtrado indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables, cuando el fluido es sometido a una presión diferencial, se mide mediante un instrumento llamado filtro prensa (figura 7). Esta característica es afectada por los siguientes factores: presión, dispersión, temperatura y tiempo.

En formaciones permeables no productoras se controla desarrollando un revoque de calidad, lo cual es posible, si se tiene alta concentración y dispersión de sólidos arcillosos que son los verdaderos aditivos de control de filtrado. Por ello, es práctica efectiva usar bentonita prehidratada para controlar el filtrado (PDVSA, 2002, pág. 15).

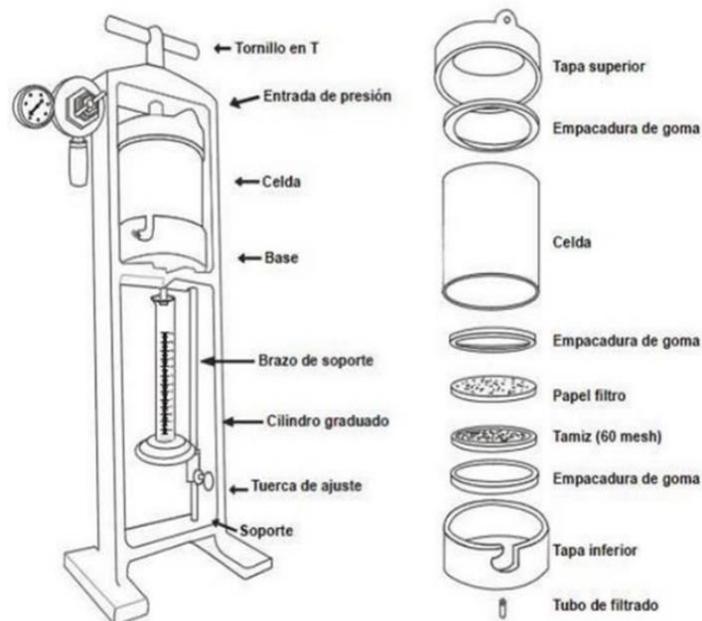


Figura 7 *Filtro Prensa*

Fuente: (PDVSA, 2002)

pH

El pH indica si el lodo es ácido o básico. La mayoría de los fluidos base acuosa son alcalinos y trabajan con un rango de pH entre 7.5 a 11.5. Cuando el pH varía de 7.5 a 9.5, el fluido es de bajo pH y cuando varía de 9.5 a 11.5, es de alto pH (PDVSA, 2002, pág. 15). Se puede medir con un pH-metro como se muestra en la figura 8.

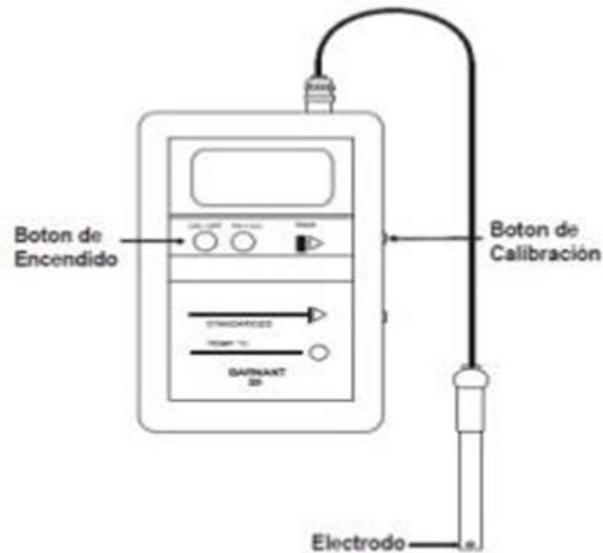


Figura 8 *pH-Metro*

Fuente: (PDVSA, 2002).

Contenido de sólidos y líquidos

El porcentaje de sólidos y líquidos se determina con una prueba de retorta. Los resultados obtenidos permiten conocer a través de un análisis de sólidos, el porcentaje de sólidos de alta y baja gravedad específica. En los fluidos base agua, se pueden conocer los porcentajes de bentonita, arcilla de formación y sólidos no reactivos de formación (PDVSA, 2002, pág. 15).

Contenido de Arena

La arena es un sólido no reactivo indeseable de baja gravedad específica. El porcentaje de arena durante la perforación de un pozo debe mantenerse en el mínimo posible para evitar daños a los equipos de perforación. La arena es completamente abrasiva y causa daño considerable a las camisas de las bombas de lodo (PDVSA, 2002, pág. 15).

CAPITULO II

FORMULACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

2.1. Planteamiento del Problema

El campo Armadillo reinició su campaña de perforación en Abril del 2017, con la perforación del pozo ARMB-002. El diseño del pozo fue de cuatro secciones: 26 pulgadas, 16 pulgadas, 12.25 pulgadas y 8.5 pulgadas. Se atravesaron las secciones de 12.25 pulgadas (intermedia) y de 8.5 pulgadas (producción) con fluidos base agua que permitan tener el mejor rendimiento en cuanto a parámetros de perforación, limpieza del pozo, optimización de volúmenes y en especial el cuidado del reservorio, minimizando el daño de formación.

En la sección de 12.25 pulgadas se han presentado problemas de formaciones altamente reactivas, por lo cual la concentración de inhibidores debe ser la adecuada. Adicionalmente, el diámetro promedio del hoyo fue relativamente alto con respecto al diámetro de la broca, por lo que los valores reológicos deben ser modificados para no lavar la formación, sin afectar la ROP.

En la sección de 8.5 pulgadas el principal problema encontrado, durante la perforación, fueron inestabilidad de lutita Napo, la cual se debe tratar y mitigar con una mayor densidad de fluido y una mayor concentración de estabilizador de lutita.

Dichos problemas han sido analizados con respecto al Informe final del Pozo ARMB 002; debido a razones de confidencialidad los datos de propiedades del fluido de la empresa prestadora de servicios a cargo del Fluido de Perforación no pueden ser nombrados, pero servirán de mucha ayuda en el presente trabajo.

2.2. Diseño del Pozo y Litología Atravesada por Sección.

A continuación se presenta el esquema mecánico del pozo con sus diferentes diámetros de casing (figura 9), así como la litología que va a ser atravesada en cada una de las secciones perforadas, 12.25 pulgadas y 8.5 pulgadas, como se muestra en las figuras 10 y figura 11.

2.2.1. Diseño del Pozo.

Tomando como base el diseño del pozo ARMB-002, el diseño del pozo de 4 secciones, es el siguiente:

- Sección 26 pulgadas: desde superficie hasta 262 pies MD.
- Sección 16 pulgadas: desde 262 pies MD hasta 6449 pies MD.
- Sección 12.25 pulgadas: desde 6449 pies MD hasta 10006 pies MD.
- Sección 8.5 pulgadas: desde 10006 pies MD hasta 11210 pies MD. (Profundidad total del pozo).

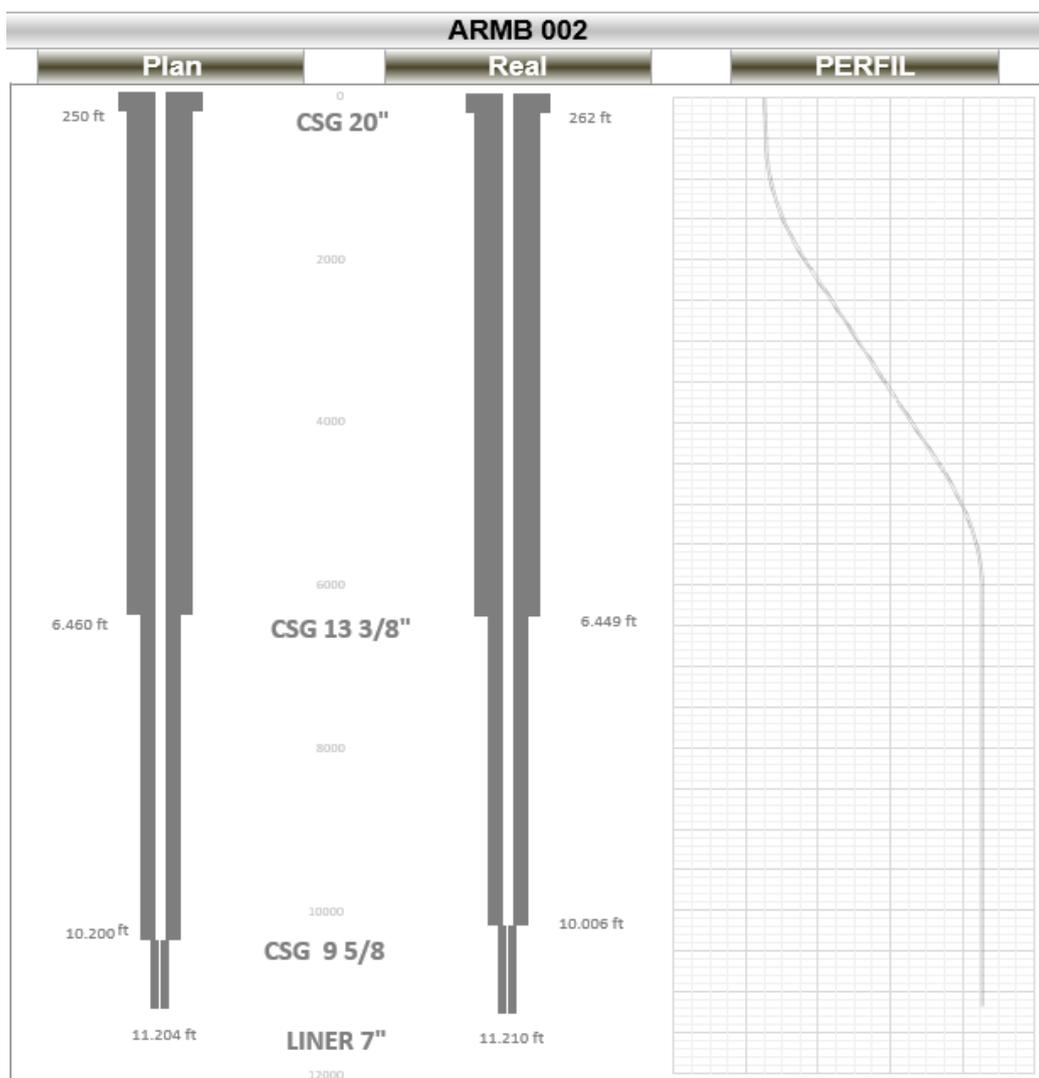


Figura 9 Diseño del Pozo

Fuente: (Quitoil Services S.A, 2018)

2.2.2. Litología en la Sección de 12.25 Pulgadas.

De acuerdo al diseño del pozo ARMB-002, en la sección de 12.25 pulgadas, se atraviesan las formaciones Orteguaza, Tiyuyacu, Tena y Napo (hasta la Caliza A), compuestas principalmente de lutita, arcillolita, limolita, conglomerados, arenisca, caliza y material volcánico.



Figura 10 Formaciones Perforadas en la Sección 12.25 Pulgadas

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Master log pozo ARMB-002
(PETROKEM LOGGING SERVICES, 2016)

2.2.3. Litología en la Sección de 8.5 Pulgadas.

De acuerdo al diseño del pozo ARMB-002, en la sección de 8.5 pulgadas, se atraviesan las formaciones Napo (desde la caliza A) y Hollín, compuestas principalmente de lutita, arenisca y caliza.

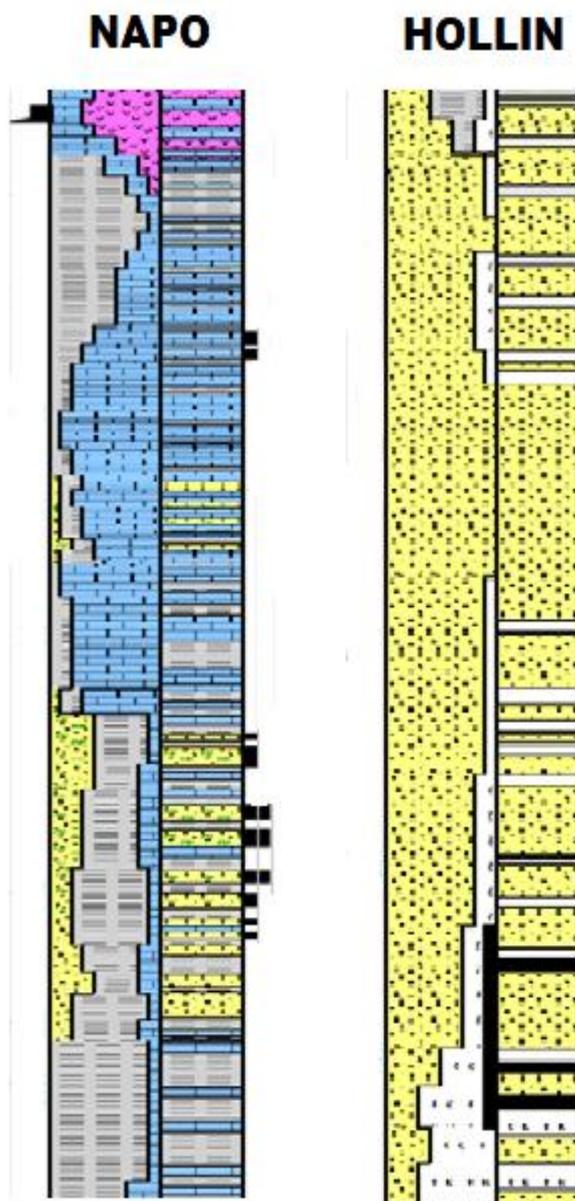


Figura 11 Formaciones Perforadas en la Sección de 8.5 Pulgadas

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Master log pozo ARMB - 002 (PETROKEM

LOGGING SERVICES, 2016)

2.3. Formulación del Fluido de Perforación por Sección.

Se describe la preparación del fluido y el diseño del mismo para las secciones de 12.25 pulgadas y 8.25 pulgadas.

2.3.1. Preparación del Fluido.

Esta sección describe cada una de las pruebas físicas de laboratorio, para poder alcanzar los objetivos propuestos, y a su vez se tabularán estos resultados para poder proceder a analizarlos.

Para la elaboración de un fluido base agua, se debe seguir un orden de agregado de productos, que por lo general es el siguiente:

- Productos químicos solubles al agua (sales, agentes alcalinizantes).
- Agentes viscosificantes y reductores de filtrado.
- Agentes densificantes.
- Productos líquidos (lubricantes, inhibidores de arcilla).
- Productos sólidos especializados (asfaltos, lubricantes sólidos, dispersantes-lignito) (Martinez, 2019).

Antes de iniciar el agregado o mezcla de los productos y/o agentes en laboratorio, cabe resaltar que en laboratorio un barril equivalente es igual a 350 mililitros, así mismo 1 libra equivale a 1 gramo, esto con la finalidad de transformar unidades de campo a laboratorio.

El procedimiento adecuado para realizar la mezcla de los productos en laboratorio es el siguiente (Martinez, 2019):

1.- Se miden 350 mililitros de agua en una probeta y se los trasvasan a un vaso de acero especial para mezclado. Se debe tener en cuenta el desplazamiento de los productos sólidos y líquidos para restarle al valor de 350 mililitros.

$$\text{Desplazamiento} = \frac{GE_{\text{producto}} \times 8.33 \times \text{concentración}}{350}$$

2.- Se coloca el vaso de acero con el agua en el agitador figura 12.

3.- Mientras se agita el agua, se procede a agregar el agente alcalino.

- 4.- Se agregan productos solubles (Sales).
- 5.- Se agregan agentes viscosificantes y reductores de filtrado, lentamente para evitar la formación de grumos y/u ojos de pescado.
- 6.- Se añade a la mezcla el agente densificante a una velocidad un poco mayor que los agentes viscosificantes.
- 7.- Se añaden el resto de productos requeridos para la formulación del fluido de perforación.
- 8.- Se deja en agitación durante un tiempo no menor a 30 minutos con la finalidad de que la mezcla quede homogénea.



Figura 12 Equipos para Preparación del Fluido

Fuente: (Quitoil Services S.A, 2018)

2.3.2. Diseño del Fluido para la Sección Intermedia de 12.25 Pulgadas.

De acuerdo a la litología descrita anteriormente para esta sección, y como referencia la formulación del fluido del pozo ARMB-002, se formuló para esta sección 3 diferentes fluidos, los cuales van a ser sometidos a diferentes pruebas de laboratorio. Estas 3 formulaciones tienen como base los siguientes productos/agentes (tabla7):

Tabla 7 *Productos a Utilizar Sección 12.25 Pulgadas*

Producto/Agente	Nombre Químico	Función
Alcalino	Soda Caustica	Incremento de pH
Sal	Acetato de Potasio	Inhibidor de arcilla
Viscosificante	Goma Xantica	Aumento de reología
Reductor de Filtrado	Poliamino Celulosa o Pac Lv	Control de filtrado, leve aumento de reología.
Inhibidor	Glycol	Inhibidor de arcilla
Agente Lubricante	Lubricante	Reductor de fricción.
Agente Densificante	Sulfato de bario	Aumento de densidad.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

Se utilizaron diferentes concentraciones de los productos/agentes para las 3 formulaciones, como se muestra en la tabla 8:

Tabla 8 *Concentraciones a Utilizar Sección 12.25 Pulgadas*

Producto/Agente	Concentración (lb/bbl)		
	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3
Soda Caustica	0.40	0.50	0.50
Acetato de Potasio	3.5	4.0	4.5
Goma Xantica	0.50	1.00	1.00
Pac Lv	1	1.50	1.50
Sulfato de Bario	81.0	81.0	81.0
Glycol	3.5 (%v/v)	4.0 (%v/v)	4.5 (%v/v)
Lubricante	3.5 (% v/v)	3.5 (% v/v)	3.5 (%v/v)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

Las concentraciones propuestas en la tabla 8 se establecieron de acuerdo a concentraciones referenciales del pozo ARMB – 002. En cada una de las formulaciones se van variando principalmente las concentraciones de inhibidores, agentes viscosificantes y reductores de filtrado; se mantienen los valores de agente densificante, agente alcalino y material lubricante.

2.3.3. Diseño del Fluido para la Sección de Producción de 8.5 Pulgadas.

A partir de la litología descrita para esta sección, y tomando como referencia la formulación del fluido del pozo ARMB-002, se formularon para esta sección 3 fluidos, los cuales van a ser sometidos a diferentes pruebas de laboratorio. Estas 3 formulaciones tienen como base los siguientes productos/agentes tabla 9:

Tabla 9 Productos a Utilizar Sección 8.5 Pulgadas

Producto/Agente	Nombre Químico	Función
Alcalino	Soda Caustica	Incremento de pH
Sal	Acetato de Potasio	Inhibidor de Arcilla
Viscosificante	Goma Xantica	Aumento de Reología
Reductor de Filtrado	Poli-amino Celulosa o Pac Lv	Control de Filtrado, leve aumento de reología.
Agente Lubricante	Lubricante	Reductor de Fricción.
Agente Densificante	Carbonato de Calcio	Aumento de Densidad.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

Se utilizaron diferentes concentraciones de los productos/agentes para las 3 formulaciones, como se muestra en la tabla 10:

Tabla 10 Concentraciones a Utilizar Sección 8.5 Pulgadas

Producto/Agente	Concentración (lb/bbl)		
	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3
Soda Caustica	0.50	0.50	0.50
Acetato de Potasio	3.5	3.5	3.5
Goma Xantica	1.50	2.00	2.00
Pac Lv	1.50	2.00	2.00
Carbonato de Calcio 100tt	29.0	25.0	20.0
Carbonato de Calcio 325tt	29.0	33.0	38.0
Lubricante	10.0 (% V/V)	10.0 (% V/V)	10.0 (%V/V)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

De la misma manera que la sección de 12.25 pulgadas se tomaron como referencia las concentraciones del pozo ARMB – 002. Se modificaron la concentración de

agentes viscosificantes y agentes controladores de filtrado, así como las concentraciones de Carbonato de Calcio 100TT y 325 TT, en base al tamaño de garganta poral y el análisis de distribución de tamaño de partículas con el equipo CILAS. Se mantuvieron las concentraciones de inhibidor, agente alcalino y material lubricante.

2.4. Análisis y Pruebas de Laboratorio del Fluido de Perforación.

A continuación se describen las pruebas físicas y pruebas químicas que se realizan al fluido de perforación en el laboratorio.

2.4.1. Pruebas Físicas.

Se detallan las principales pruebas físicas realizadas al fluido de perforación WBM en laboratorio.

2.4.1.1. Determinación de la Reología.

Tiene como objetivo determinar la capacidad de limpieza y suspensión del fluido con base a sus propiedades reológicas.

Se utilizará un viscosímetro rotativo y un termómetro con rango de temperatura entre 32 y 220°F (figura 13). Con esto se puede calcular la viscosidad plástica, viscosidad aparente, el punto cedente y fuerza de gel (PDVSA, 2002, pág. 39).



Figura 13 *Viscosímetro*

Fuente: (Quitoil Services S.A, 2018)

El viscosímetro se utiliza de la siguiente manera (PDVSA, 2002):.

1. Llenar hasta la marca que posee la taza del viscosímetro con la muestra de fluido recién agitada.
2. Encender el equipo y colocar la palanca de cambios o perilla en posición de 600 RPM.
3. Registrar la lectura como "Lectura a 600 RPM", cuando la aguja alcance la máxima deflexión en el dial o se mantenga constante.
4. Cambiar la marcha moviendo la palanca a 300 RPM y registrar este valor. Y así sucesivamente los valores de 200, 100, 6 y 3 RPM (pág. 40).

Para medir los esfuerzos de gel se procede (PDVSA, 2002):

1. Una vez tomada la lectura a 3 RPM, apagar el viscosímetro y cronometrar 10 segundos. Volver a encender el viscosímetro y colocar en la posición de 3 RPM, siendo esta la lectura de fuerza de gel a 10 segundos.
2. Llevar la perilla a posición de 600 RPM durante 10 segundos.
3. Repetir los pasos 1 y 2 para tiempos de 10 minutos y 30 minutos, para registrar las lecturas de gel a 10 minutos y 30 minutos respectivamente (pág. 40).

2.4.1.2. Viscosidad de Embudo.

La viscosidad de embudo se mide con la ayuda de un embudo Marsh (figura 14) el cual se calibra midiendo la viscosidad del agua (26 segundos/qt). El fluido pasa a través de una malla para retener los sólidos que se encuentren en el tanque de succión y la medida del tiempo se la hace en una jarra de lodo donde viene graduado el qt (cuarto de galón) (Instituto Americano del Petróleo, 2001, pág. 34).



Figura 14 Embudo Marsh

Fuente: (Quitoil Services S.A, 2018)

2.4.1.3. *Filtrado API.*

Esta prueba tiene como objetivo determinar el volumen de líquido o filtrado que pasa hacia la formación permeable cuando el fluido es sometido a una presión diferencial. El filtrado influye sobre la estabilidad del pozo y causa daño a la zona productora, razón por la cual es importante su control.

El filtrado API se corre a temperatura ambiente durante 30 minutos y a 100 psi de presión diferencial (PDVSA, 2002).

El equipo consta de una celda de lodo, un regulador de presión y un medidor montado encima de la caja de transporte o en la parte superior de la unidad de laboratorio móvil (figura 15). Se usa un adaptador de acoplamiento para conectar la celda al regulador, simplemente introduciendo el empalme macho de la celda dentro del empalme hembra del filtro y dando un cuarto de vuelta en sentido horario. La celda se cierra en la parte inferior con una tapa provista de tela metálica (o rejilla), colocando la tapa firmemente contra el papel filtro y girando hacia la derecha hasta que quede apretado (pág. 44).

La presión diferencial de 100 psi se genera gracias a la alimentación de bombonas de CO₂. El equipo contiene una válvula de purga para aliviar la presión antes de desacoplar la celda (Instituto Americano del Petróleo, 2001, pág. 37).



Figura 15 *Filtrado API*

Fuente: (Quitoil Services S.A, 2018)

El procedimiento API para medir el filtrado es el siguiente (PDVSA, 2002):

1. Ensamblar las partes del equipo limpias y secas en el siguiente orden: Tapa base, empackadura de caucho, malla, hoja de papel filtro, empackadura de caucho y celda.
2. Llenar la celda hasta $\frac{1}{4}$ de pulgada debajo de su tope, con muestra de lodo recién agitada. Colocar la unidad ensamblada en la estructura del filtro prensa.
3. Verificar que la tapa superior tenga la empackadura y esta se encuentre bien asentada.
4. Colocar la tapa superior a la celda y asegurarla con el tornillo T.
5. Colocar una probeta graduada bajo el tubo de salida del filtrado.
6. Colocar el cartucho de CO₂ en el porta-cartucho y apretar, sin forzar.
7. Aplicar 100 psi de presión a la celda y filtrar por 30 minutos.

Nota: Cuando transcurran los 30 minutos de la prueba, retirar la presión por la válvula de alivio y anotar el volumen recolectado en cm³.

8. Reportar el volumen recolectado como perdida de filtrado API.
9. Desarmar la celda y examinar el revoque en cuanto a su espesor, dureza, resistencia, flexibilidad, delgadez, firmeza y ver qué tan esponjoso resulta el mismo. El espesor se expresa en 1/32". Un espesor de 2/32" es considerado aceptable (pág. 44).

2.4.1.4. Densidad del Fluido.

El objetivo de esta prueba es determinar la densidad del fluido, la cual controla la presión de la formación y mantiene estabilizadas las paredes del pozo (PDVSA, 2002, pág. 37).

La balanza de lodo (figura 16) se compone de una base sobre la cual descansa un brazo graduado con un vaso, tapa, asiento, nivel de burbuja de aire, caballero y contrapeso. Se coloca el vaso de volumen constante en un extremo del brazo graduado, el cual tiene un contrapeso en el otro extremo. El vaso y el brazo oscilan perpendicularmente al asiento horizontal, el cual descansa sobre el soporte, y son equilibrados desplazando el caballero a lo largo del brazo (Instituto Americano del Petróleo, 2001, pág. 33).



Figura 16 *Balanza de Lodos*

Fuente: (Quitoil Services S.A, 2018)

Procedimiento a seguir para medir la densidad en una balanza atmosférica (PDVSA, 2002).

1. Llenar la taza de la balanza con fluido y tapanla, permitiendo que el exceso de fluido salga por el orificio de la tapa.
2. Tapar el orificio con el dedo.
3. Lavar la balanza y colocarla sobre el soporte.
4. Correr el cursor a lo largo del brazo hasta lograr el equilibrio de la balanza.
5. Leer la densidad y registrarla en el reporte de fluido (pág. 37).

2.4.1.5. Concentración de Sólidos y Líquidos (RETORTA).

El objetivo de esta prueba es determinar el porcentaje en volumen de sólidos y líquidos presentes en el fluido de perforación, y a partir de estos valores, calcular el porcentaje de sólidos de alta y baja gravedad específica (PDVSA, 2002, pág. 52).

Los instrumentos de retorta recomendados son unidades con una capacidad de 10, 20 o 50 cm³, con camisas externas de calentamiento.

El fluido se coloca en un contenedor de acero y se calienta hasta que se evaporen los componentes líquidos (figura 17). Los vapores pasan a través de un condensador y se recogen en un cilindro (probeta) graduado. El volumen del líquido se mide

directamente en el cilindro, mientras que el contenido de sólidos, suspendidos y disueltos, se determina por diferencia (Instituto Americano del Petróleo, 2001, pág. 42).

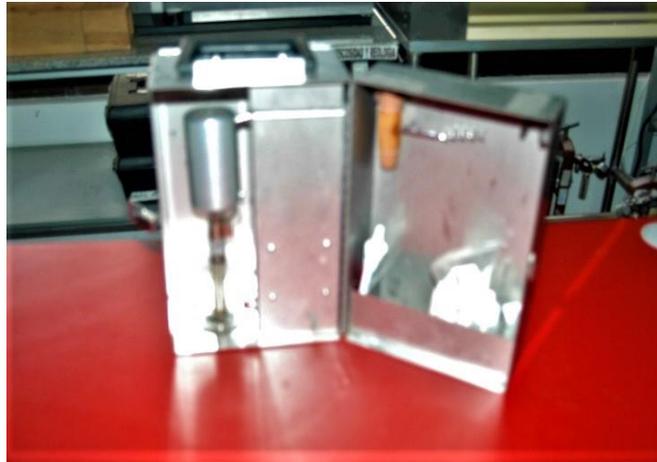


Figura 17 Retorta

Fuente: (Quitoil Services S.A, 2018)

Para analizar la concentración de sólidos y líquidos los pasos a seguir son (PDVSA, 2002):

1. Sacar la retorta del bloque aislante y destornillar el condensador, remover la cámara de lodo de la cámara superior de la retorta.
2. Empacar la cámara superior de la retorta con lana de acero fina y agregar lubricante de alta temperatura a las roscas de la cámara de fluido y del condensador.
3. Llenar la cámara de fluido y colocar la tapa, permitiendo que el exceso salga por el orificio de la tapa (en este momento es donde se introducen los errores más frecuentes. Asegurarse de que no quede aire entrampado en la cámara. Un volumen exacto de fluido es esencial en esta prueba.
4. Limpiar el exceso de fluido y atornillar la cámara de fluido en la cámara superior.
5. Conectar el condensador.
6. Colocar la retorta en el bloque aislante y cerrar la tapa aisladora.

7. Añadir una gota de agente humectante en la probeta graduada de 10ml y colocarlo debajo del drenaje del condensador. Conectar el cable de la retorta al enchufe de 115 voltios.
8. Calentar hasta que ya no salga líquido del drenaje del condensador o hasta que la luz piloto apague (aproximadamente 45 minutos).
9. Leer la cantidad de fluido en la probeta graduada (pág. 52).

2.4.1.6. Horno de rolado.

Es muy importante determinar el efecto de la temperatura sobre los fluidos de perforación que circulan a través de los pozos perforados. El Horno Rolador (figura 18) es una ayuda muy efectiva en la determinación de los efectos térmicos que experimentan los fluidos de perforación circulando en las operaciones de perforación. El envejecimiento del fluido de perforación dentro del contenedor presurizado demuestra efectivamente los efectos térmicos sobre la viscosidad y el comportamiento de varios aditivos expuestos a altas temperaturas.

Las muestras de fluido son colocadas dentro de un contenedor sellado, el cual es normalmente una celda de envejecimiento de acero inoxidable, que puede ser presurizada de tal forma que se eleva el punto de ebullición del líquido contenido en dicha celda.

Se lo utiliza para realizar muestras homogéneas de líquidos y sólidos y como horno de secado también (Rosero, 2013, pág. 116).



Figura 18 Horno de Rolado

Fuente: (Quitoil Services S.A, 2018)

Procedimiento para el rolado de un fluido de perforación (Rosero, 2013).

1. Prepare el fluido de perforación a envejecer.
2. Colocar en una celda de envejecimiento. En el llenado de las celdas de ensayo o de envejecimiento, no llenar las mismas más allá de $\frac{3}{4}$ de su capacidad volumétrica, a fin de tener suficiente espacio para la expansión térmica del fluido y para prevenir excesos de presión interna.
3. Cerciorarse que las celdas de envejecimiento tengan instaladas sus correspondientes O-ring sobre el perímetro exterior, parte superior o fondo, para proteger los rodillos y reducir el ruido.
4. Introducir las celdas en el horno de rolado.
5. Fijar la temperatura de rolado, a 180° F. (temperatura a fondo de pozo).
6. Gire el interruptor marcado con "HEAT" a la posición "ON".
7. Para comenzar a rolar, mueva el interruptor marcado "ROLL" a la posición "ON".
8. Después de 24 horas apagar el horno y dejar que se enfríe. Sacar las celdas de rolados utilizando guantes especiales y dejarlas enfriar.
9. Abrir las celdas y realizar las pruebas físicas y químicas para el fluido de perforación (pág. 117).

2.4.1.7. Hinchamiento Lineal (LSM).

El aparato medidor de hinchamiento lineal (figura 19) se usa para determinar hidratación o deshidratación de las lutitas (arcillas) por medición del aumento o reducción de longitud por tiempo, de una pastilla de lutita (arcilla) elaborada a partir de cortes de perforación secos, los cuales tienen el valor de MBT más alto de la formación de estudio. El ensayo LSM se usa con el ensayo CST para determinar el sistema de fluido de perforación, recomendado para perforar a través de una formación de lutita (arcilla específica) (Castillo & Gallegos, 2008, pág. 172).



Figura 19 *Equipo de Hinchamiento Lineal*

Fuente: (Quitoil Services S.A, 2018)

Procedimiento para determinar el Hinchamiento Lineal (Castillo & Gallegos, 2008).

1. Secar la muestra de arcilla que se desea utilizar, luego moler la muestra.
2. Tamizar la muestra usando la malla #200, y recoger la muestra que haya pasado por esta.
3. Pesar 50 gramos de muestra que haya pasado por la malla #200 y mezclar con el 5% de agua destilada (2.5 ml).
4. Tamizar la muestra mezclada con agua por la malla #100.
5. Pesar 20.5 gramos y colocar en la celda del compactador, compactando la muestra a una presión de 1000 psi por un lapso de hora y media.
6. Revisando que la presión del compactador sea cero, retirar la pastilla que se ha formado.
7. Pesar la pastilla y colocar en un desecador por 24 horas.
8. Pesar nuevamente la pastilla y medir su longitud.
9. Armar el equipo LSM con las pastillas de arcillas identificadas en cada sensor.
10. Ingresar la información necesaria al programa en el computador, como número de sensor, longitud de la pastilla y tiempo entre cada medida.

11. Colocar el fluido de perforación preparado.
12. Observar la gráfica que se va obteniendo a lo largo del tiempo hasta que no se observe hinchamiento en la arcilla.
13. Obtener los resultados: cuando el hinchamiento es mayor a 20% se considera que la formación presenta alta inestabilidad, atribuida a problemas químicos. Si la expansión se encuentra en un rango de 10 a 20%, se dice que existen problemas de derrumbe y arrastre que generan una inestabilidad relativamente tolerable. Si el hinchamiento está en el rango de 5 a 10% hay disminución del diámetro del hoyo, lo cual también podría causar problemas de derrumbes, si el valor obtenido no sobrepasa el 5% la formación se puede considerar poco reactiva al agua y por consiguiente estable.

Los resultados del ensayo LSM son graficados para mostrar el porcentaje de hinchamiento sobre un tiempo en minutos. Los resultados del ensayo LSM demuestran los efectos de inhibición de los diversos fluidos de perforación sobre el hinchamiento de las lutitas (arcillas) (págs. 175-177).

2.4.1.8. Distribución de Tamaño de Partículas.

De acuerdo a los parámetros del estudio Petrofísico de las muestras del plug del pozo y de los datos petrofísicos de referencia de pozos vecinos, se determina la ventana de trabajo en la curva de densidad de acuerdo a los valores de presiones normales de yacimiento. A partir de esto, se formulan varias muestras de lodo con variaciones en las concentraciones de carbonato de calcio 100 TT y 325 TT, las cuales fueron sometidas a distribución de partículas (PSD), con la finalidad de obtener la concentración óptima de carbonato que permita hacer un sello efectivo, minimizando el daño a las zonas de interés. (Quitoil Services S.A, 2018)

Procedimiento para determinar la Distribución de Tamaño de Partículas (Quitoil Services S.A, 2018):

1. Encender equipo conectado al computador con el programa cerrado, observar la luz verde de encendido en la parte frontal del equipo.
2. Abrir el programa dando clic en el icono Size Expert que se encuentra en el escritorio en donde se observara una pantalla que presenta el diagrama de funcionamiento del equipo.

Llave de entrada de agua sirve para llenar el tanque en caso de que el equipo esté conectado a una fuente de agua, en caso que no, se debe llenar manualmente el equipo con agua destilada.

Tanque de agua con su agitador indica el estado del tanque con su nivel de agua, se activa el agitador dándole un clic.

Ultrasonido ubicado debajo del tanque de agua, sirve para dispersar las partículas y mejorar la medición.

Bomba sirve para iniciar el circuito del agua y con el + se aumenta velocidad a la misma.

Llave de desagüe que al dar clic se activan las dos bombas y se drena el fluido.

3. Previo a correr las pruebas se debe analizar el agua base y su pureza que se va a utilizar para que los valores de esta no interfieran en los resultados de los ensayos realizados.
4. Encender la bomba del equipo para que el agua se recircule y pueda ser analizada por el láser.
5. Seguidamente dar clic en el icono de Medida, automáticamente se abre una segunda ventana donde se debe seleccionar una SOP (muestra).

Seleccionar la SOP "CARBONATO DE CALCIO".

Etiquetar la muestra.

Referencia de la: Ejemplo: Fluido inicial / píldora / Carbonato 30,100, 325.

SUPPLIER: Carbonato de Calcio.

BATCH: Ejemplo: Tanque activo / pildorero / número de lote.

Comentario: Nombre del pozo.

Operador: Persona quien realiza el ensayo.

6. Encender agitador y encender la bomba.
7. Dar clic en el icono "medida en blanco". Aquí el equipo lee los valores del agua, una vez finalizado esta parte del ensayo se apaga el agitador y la bomba automáticamente.

8. Finalizada la medida en blanco el botón “medida de una muestra” se coloca de color verde.
9. Dar clic en el icono “señales en tiempo real”.

Se nos abre 3 pantallas:
 - a) Señales en tiempo real (256).
 - b) Señales en tiempo real (gráfica).
 - c) Obscuración.
10. Encender agitador y encender bomba.
11. Colocar la muestra hasta un valor de 15 a 20 de obscuración. Dar clic en el botón de stop.
12. Dar clic en botón verde de medida “medida de una muestra”.
13. El equipo activa automáticamente el agitador, ultrasonido y la bomba de circulación. Se comienza a leer los valores de los 44 detectores y el láser, estos cambian según el tipo de muestra y el diámetro de sus partículas.
14. Una vez finalizado el ensayo el equipo drena el agua, apaga el agitador junto con la bomba rápida mientras espera el agua para los 3 lavados configurados.
15. Se abre una nueva ventana que muestra los resultados obtenidos.
16. Comparar estos datos con los valores D10, D50 y D90 del programa.
17. Una vez analizados y aceptados estos resultados cerrar la ventana. El archivo de la prueba se guarda automáticamente en el programa Size Expert (Quitoil Services S.A, 2018).

2.4.2. Pruebas Químicas

Se detallan las principales pruebas químicas realizadas al fluido de perforación WBM en laboratorio.

2.4.2.1. Concentración de Hidrógeno.

El pH-metro es un instrumento utilizado para determinar el pH de soluciones acuosas, midiendo el electro potencial generado entre el electrodo del vidrio y el electrodo de referencia (PDVSA, 2002, pág. 8).



Figura 20 *pH-Metro Digital*

Fuente: (Quitoil Services S.A, 2018)

El pH-metro se calibra usando tres soluciones Buffer de pH 4, 7 y 10, respectivamente. En un vaso colocar la solución Buffer calibrada a pH 7.0, sumergir el electrodo en la solución. Esperar la estabilización de la lectura y ajustar el pH-metro a 7.0 como se muestra en la figura 20 (PDVSA, 2002, pág. 9).

2.4.2.2. Capacidad de Azul de Metileno (MBT).

Mediante esta prueba se determina la cantidad de sólidos arcillosos contenidos en el fluido de perforación representada en libras/barril (PDVSA, 2002, pág. 63).

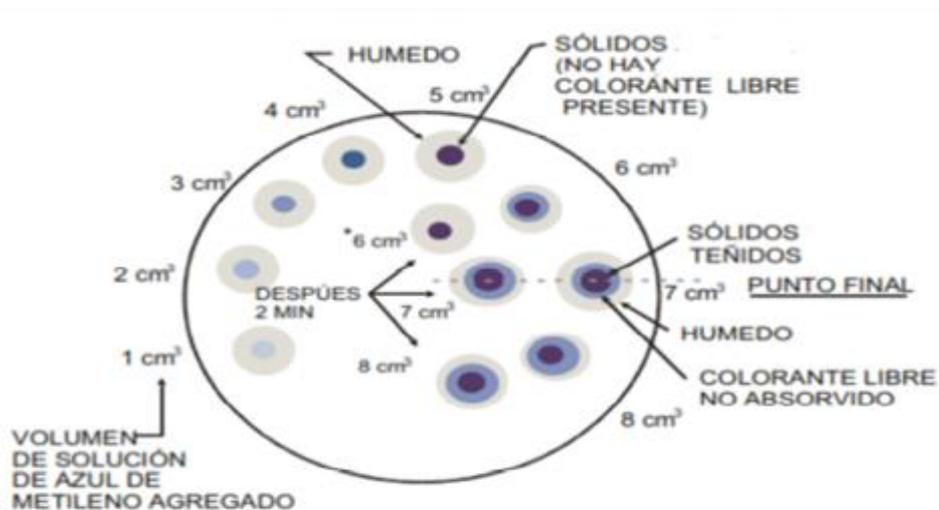


Figura 21 *Prueba de Azul de Metileno*

Fuente: (PDVSA, 2002)

El procedimiento para realizar esta prueba es el siguiente (PDVSA, 2002):

1. Añadir 2 ml de lodo en un matraz Erlenmeyer, diluir con 10 ml de agua destilada y 15 ml de peróxido de hidrógeno (agua oxigenada), agregar 0.5 ml de ácido sulfúrico 5N.
2. Agitar y calentar esta mezcla por 10 min alcanzando el punto de ebullición.
3. Aforar con agua destilada hasta alcanzar 50 ml.
4. Titular con azul de metileno agregando cada vez 0.5 ml, agitar la muestra y con la ayuda de una varilla se extrae una gota para colocarla en el papel filtro. La prueba finaliza cuando se formen destellos azules verdosos en forma de aureola alrededor de los sólidos teñidos como se muestra en la figura 21, al llegar a este punto se registra el volumen utilizado en la titulación y se multiplica por 5 para obtener la concentración (lb/bbl) de arcilla (págs. 63-64).

2.4.2.3. Determinación de Cloruros.

Esta evaluación permite determinar la cantidad de cloruros presenten en el fluido de perforación, su uso permite identificar formaciones de alta conductividad debido a que el agua contenida en ella migra hacia el fluido aumentando la salinidad. También es utilizado en lodos salinos para determinar la saturación de la salmuera base para evitar que se solubilizan de las sales micronizadas.

El procedimiento incluye:

- 1.- Se coloca 1 ml de filtrado en un plato de titulación (crisol).
- 2.- Se agregan 0.5 ml de cromato de potasio y se titula con nitrato de plata 0.0282N/0.282N hasta alcanzar el cambio de color.
- 3.- Se reportan los ml de nitrato de plata gastados multiplicados por el factor del reactivo. Si se usa 0.0282N se multiplica por 1000 y si se utiliza 0.282N se multiplica por 10000 (Orbe, 2009, págs. 65-67).

2.4.2.4. Alcalinidad del Lodo (Pm).

En esta evaluación se determina la alcalinidad presente en el fluido de perforación, en la cual influyen todos los aditivos presentes en el lodo. Generalmente el Pm es mayor al Pf (Orbe, 2009):

El procedimiento es el siguiente:

1. Se coloca 1 ml de lodo en un plato de titulación (crisol).
2. Se agregan 10 ml de agua destilada y 0.5 ml de Fenolftaleína.
3. Se titula agregando ácido sulfúrico 0.02N. Se reportan el volumen de ácido sulfúrico gastado en la prueba (pág. 68).

2.4.2.5. Alcalinidad del Filtrado (Pf – Mf).

En esta prueba se obtiene la alcalinidad en el filtrado, permitiendo determinar los contaminantes que pueden afectar las propiedades del fluido (Orbe, 2009).

El procedimiento es el siguiente:

1. Se agrega 1 ml de filtrado y 0.5 ml fenolftaleína en un plato de titulación (crisol).
2. Se titula con ácido sulfúrico 0.02N hasta observar cambio de color. se registran el volumen de ácido sulfúrico (H_2SO_4) utilizado como valor de Pf.
3. Luego a esta misma mezcla se le agregan 0.5 ml de anaranjado de metilo.
4. Se titula con Ácido Sulfúrico 0.02N hasta observar el cambio de color. Se registra el volumen total gastado de ácido sulfúrico como valor de Mf (Pf + Mf) (pág. 69).

CAPITULO III

RESULTADOS Y ELECCIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

3.1. Resultados de las Pruebas Realizadas al Fluido de Perforación para la Sección de 12.25 Pulgadas.

A continuación se presentan los resultados de las pruebas físicas y químicas realizados al fluido de perforación para la sección de 12.25 pulgadas.

3.1.1. Resultados de las Pruebas Físicas y Químicas Antes y Después de Rolar.

En la tabla 11 se muestran las concentraciones de los químicos utilizados en el fluido de perforación de la sección de 12.25 pulgadas. Cada una de las 3 formulaciones fue sometida a las pruebas físicas y químicas, tanto con fluido nuevo como después de haber sido rolado (envejecido).

Tabla 11 Resultados Pruebas Físicas y Químicas Sección 12.25 Pulgadas

Producto/Agente		Concentración (lb/bbl)					
		Formulación 1		Formulación 2		Formulación 3	
Soda Caustica		0.40		0.50		0.50	
Acetato De Potasio		3.5		4.0		4.5	
Goma Xantica		0.50		1.00		1.00	
Pac Lv		1		1.50		1.50	
Sulfato De Bario		81.0		81.0		81.0	
Glycol		3.5 (%V/V)		4.0 (%V/V)		4.5 (%V/V)	
Lubricante		3.5 (% V/V)		3.5 (% V/V)		3.5 (%V/V)	
Propiedad	Unidad	Formulación 1		Formulación 2		Formulación 3	
		Nuevo	Rolado	Nuevo	Rolado	Nuevo	Rolado
Densidad	lb/gal	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8	9.8
Viscosidad Embudo	seg/qt	37	35	40	35	40	34
Lectura 600	-	31	31	36	31	34	29
Lectura 300	-	22	22	26	22	24	21
Lectura 200	-	18	18	21	18	19	17

Propiedad	Unidad	Formulación 1		Formulación 2		Formulación 3	
		Nuevo	Rolado	Nuevo	Rolado	Nuevo	Rolado
Lectura 100	-	12	11	14	11	13	11
Lectura 6	-	7	7	9	7	8	7
Lectura 3	-	6	6	8	6	7	5
Viscosidad Plástica	cp	9	9	10	9	10	8
Yield Point	lb/100ft ²	13	13	16	13	14	13
Gel 10 Segundos	lb/100ft ²	7	6	9	6	8	5
Gel 10 Minutos	lb/100ft ²	9	7	11	7	10	7
Gel 30 Minutos	lb/100ft ²	12	10	13	10	11	9
Filtrado Api	ml/30min	8	8.5	7	7.5	7	8.5
Sólidos	%	8	8	8	8	8	8
Líquidos	%	91	91	91	91	91	91
Aceite	%	1	1	1	1	1	1
pH	-	9	8.5	9.5	9	9.5	9
Pf	ml	0.8	0.7	0.9	0.7	0.9	0.7
Mf	ml	0.3	0.3	0.4	0.3	0.4	0.3
Pm	ml	0.9	0.9	1	0.9	1	0.8
Cloruros	ppm	200	200	200	200	200	200

Fuente: Elaboración propia en base a datos (Quitool Services S.A, 2018)

3.1.2. Análisis de la Variación en Cada Propiedad Antes y Después de Rolar.

3.1.2.1. Densidad.

Como se puede observar en la tabla 3.1 la densidad no varía en ninguna de las 3 formulaciones antes y después de rolar el fluido. Por lo tanto, este parámetro no constituiría un valor para poder escoger entre una u otra formulación. Sin embargo, es importante recordar que la densidad de fluido es un valor relevante al realizar las operaciones de perforación, ya que si es demasiado alta puede provocar pérdidas de fluido hacia la formación, mientras que si es insuficiente pueden existir influjos de fluido de la formación hacia el pozo.

3.1.2.2. Viscosidad de Embudo.

De acuerdo a los valores que se tiene en la tabla 11 el valor de la viscosidad de embudo, en las 3 formulaciones, disminuye después de rolar la muestra como se indica en la figura 22. Esto es normal ya que cada muestra fue sometida a una temperatura de 180° F y presión de trabajo de 1500 psi durante 24 horas. Se observa una menor disminución de este valor en la formulación 1.

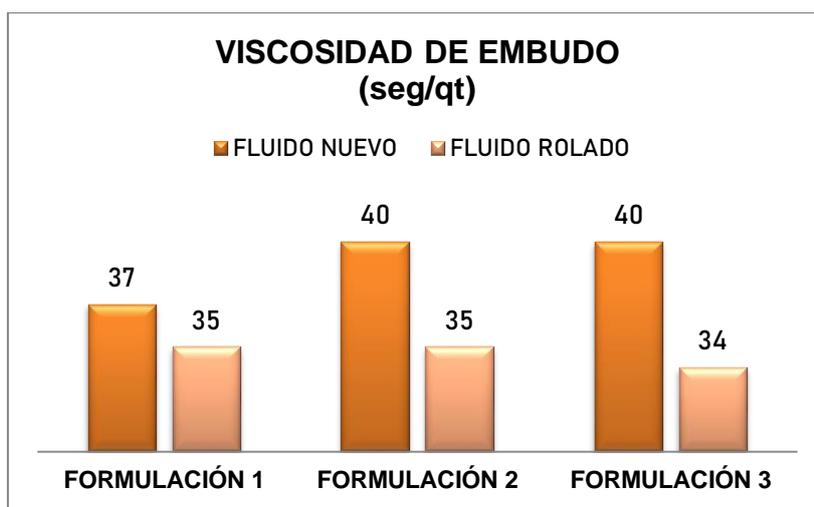


Figura 22 Variación de la Viscosidad de Embudo Antes y Después de Rolar el Fluido para la Sección de 12.25 Pulgadas.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

3.1.2.3. Punto Cedente.

De la misma manera, en la tabla 11 se muestra una disminución de este valor en las formulaciones 2 y 3 después de rolar el fluido, mientras que en la formulación 1 se mantiene como se puede observar en la figura 23. Los valores de punto cedente entre las 3 formulaciones, antes de rolar son similares, es decir, no se ven afectados mayormente por la concentración de Goma Xantica ni Pac Lv.

En perforación, es importante mantener este valor de punto cedente adecuado para tener un correcto acarreo de cortes de perforación a superficie. Con estos antecedentes analizados, se puede determinar que la formulación 1 es la que mejor se ajusta a estos requerimientos.

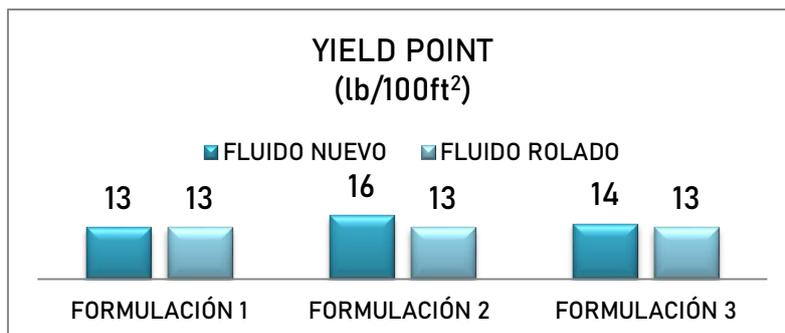


Figura 23 Yield Point Antes y Después de Rolar el Fluido para la Sección de 12.25 Pulgadas.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

3.1.2.4. Esfuerzos de Gel.

Analizando la tabla 11, cuando el fluido está nuevo en las 3 formulaciones, se puede observar que la formulación 1 tiene menores esfuerzos de gel que las formulaciones 2 y 3. Después de rolar, en las 3 formulaciones los valores de esfuerzos de gel son prácticamente similares tal como se muestra en la figura 24.

En perforación es importante que los esfuerzos de gel no sean tan altos al momento de romper circulación o arrancar la bomba del lodo. Por lo tanto, la formulación más adecuada para disminuir este efecto es la formulación 1.

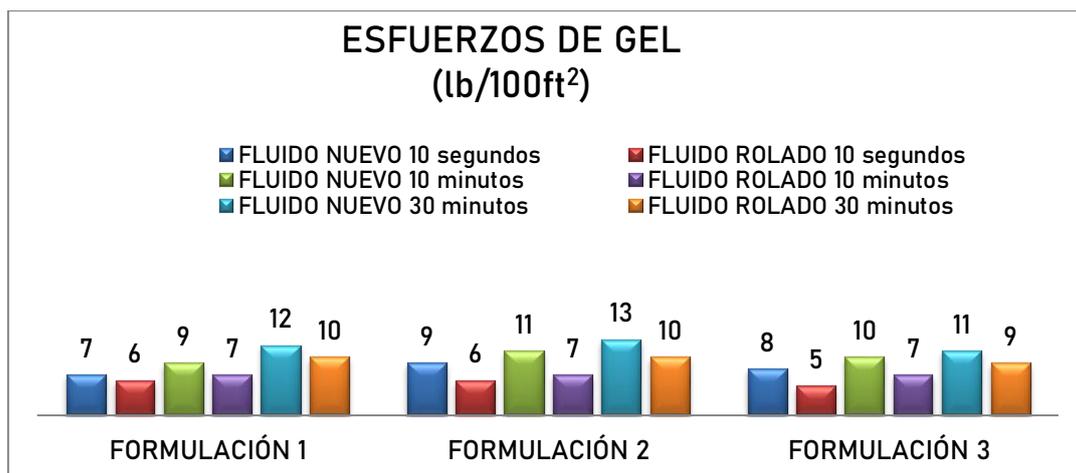


Figura 24 Esfuerzos de Gel Antes y Después de Rolar el Fluido para la Sección 12.25 Pulgadas.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018).

3.1.2.5. Porcentaje de Sólidos, Líquidos y Aceite (Retorta).

Como se puede observar en la tabla 11 el valor de contenidos de sólidos, líquidos y aceite es el mismo y no varía en ninguna de las 3 formulaciones antes y después de rolar el fluido como se muestra en la figura 25. Por lo tanto, este parámetro no constituiría un valor para poder escoger entre una u otra formulación, pero es importante realizarla en las operaciones de perforación ya que un alto contenido de sólidos afecta tanto a los valores reológicos del fluido como a los equipos de superficie del taladro, bombas de lodo, ensamblajes de fondo, entre otros.

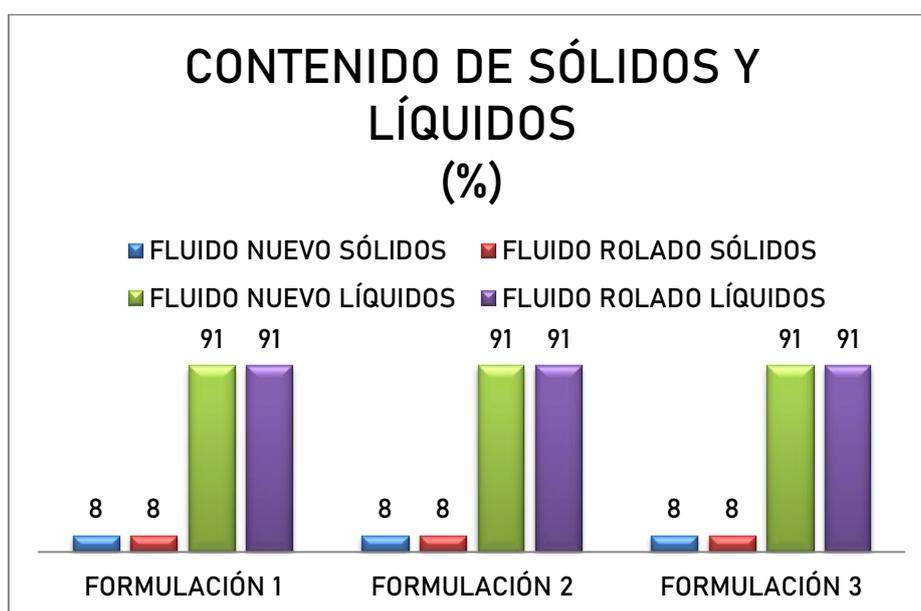


Figura 25 *Contenido de Sólidos y Líquidos Antes y Después de Rolar el Fluido para la Sección de 12.25 Pulgadas.*

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

3.1.2.6. Filtrado API.

Los valores mostrados en la tabla 11 muestran que el filtrado API, antes y después de rolar las muestras, aumenta en la formulación número 3, en mayor cantidad que en las formulaciones 1 y 2 como se observa en la figura 26. Por esta razón las formulaciones 1 y 2 serían adecuadas.

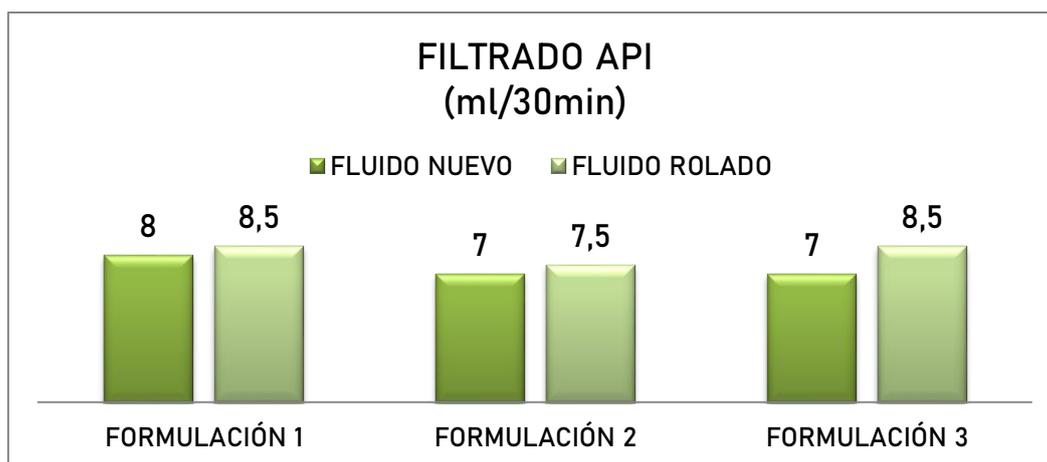


Figura 26 Filtrado API Antes y Después de Rolar el Fluido para la Sección de 12.25 Pulgadas.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

3.1.2.7. pH.

De los resultados que se observan en la tabla 11 el valor del pH antes y después de rolar las muestras, disminuye en la misma proporción en las 3 formulaciones tal cual se muestra en la figura 27. Sin embargo, un rango óptimo de pH de trabajo para la Goma Xantica y el Pac Lv está entre 9 a 11.5. Por lo tanto, las formulaciones 2 y 3 serían adecuadas, aunque se puede aumentar la cantidad de producto para regular la alcalinidad del fluido.

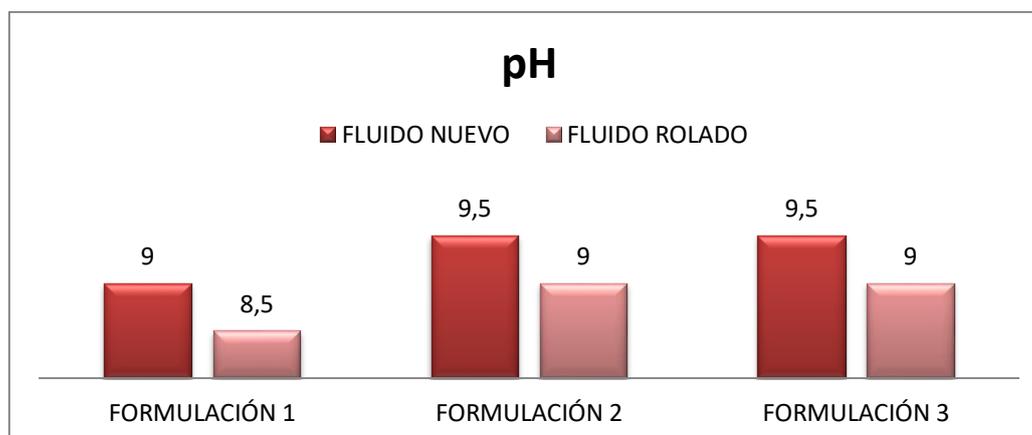


Figura 27 pH Antes y Después de Rolar el Fluido para la Sección de 12.25 Pulgadas.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

3.1.2.8. Hinchamiento Lineal.

La reactividad de las arcillas de Tiyuyacu y Tena (promedio de 40 lb/100lb de arcilla), medidas a través del CEC, dieron como resultado un valor menor, al valor de reactividad de la arcilla comercial (bentonita de Wyoming, CEC 80 lb/100lb de arcilla). Por esta razón, se tomó como base para hacer las pastillas de 20.5 gramos, la arcilla comercial. Cada una de estas pastillas fue colocada en el equipo de hinchamiento lineal (LSM) y posteriormente sometidas a 4 diferentes tipos de fluido respectivamente: agua, formulación 1, formulación 2 y formulación 3. Se trabajó con la arcilla comercial (bentonita de Wyoming) ya que hay que tomar en cuenta que las muestras de arcilla de Tiyuyacu y Tena eran de un pozo ya perforado, y es posible que en el pozo que se va a perforar la reactividad de estas arcillas varíe (sea >40 lb/100lb de arcilla) por lo tanto fue conveniente trabajar con la arcilla de mayor reactividad para no tener problemas de inhibición durante la perforación del nuevo pozo. Esta prueba de hinchamiento lineal se la desarrolló en un lapso de 24 horas.

Analizando las curvas de hinchamiento lineal se puede deducir lo siguiente:

La curva azul que representa a la pastilla sumergida en agua refleja que el hinchamiento es demasiado alto (68%) cuando no se agrega ningún inhibidor al fluido.

Con la formulación 1, si bien el hinchamiento se redujo (30,2%), está fuera del rango aceptable (28%) por lo que se descartaría esta formulación mediante este parámetro.

Las formulaciones 2 y 3, tienen valores aproximados de hinchamiento (21,8% y 21,4% respectivamente), y se encuentran dentro del rango aceptable como se observa en la figura 28. Si bien ambas formulaciones serían escogidas como fluido de perforación adecuado para esta sección lo que diferencia a la formulación 2 de la formulación 3, es que hay menor concentración de inhibidores (glycol y acetato de potasio) en la formulación 2. Por esta razón la formulación 2 sería la escogida para la sección de 12.25 pulgadas.

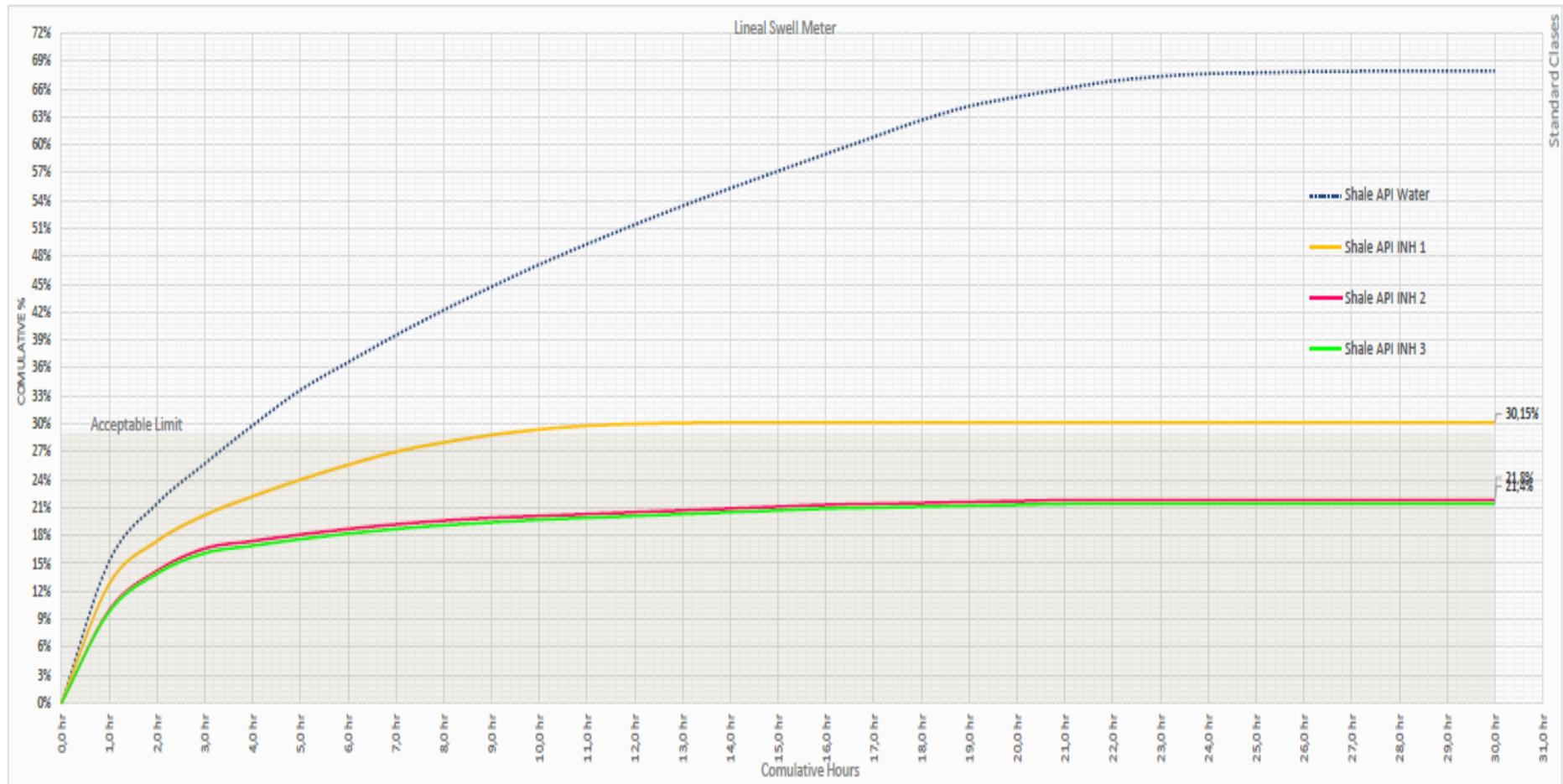


Figura 28 Curvas de Hinchamiento Lineal

Fuente: Elaboración propia en base a datos (Quitoil Services S.A, 2018)

3.2. Resultados de las Pruebas Realizadas al Fluido de Perforación para la Sección de 8.5 Pulgadas.

A continuación se presentan los resultados de las pruebas físicas y químicas realizados al fluido de perforación para la sección de 8.5 pulgadas.

3.2.1. Resultados de las Pruebas Físicas y Químicas Antes y Después de Rolar.

En la tabla 12 se muestran las concentraciones de los químicos utilizados en el fluido de perforación de la sección de 8.5 pulgadas. Cada una de las 3 formulaciones fue sometida a las pruebas físicas y químicas, tanto con fluido nuevo como después de haber sido rolado (envejecido).

Tabla 12 Resultados Pruebas Físicas y Químicas Sección 8.5 Pulgadas

Producto/Agente		Concentración (lbs/bbl)					
		Formulación 1		Formulación 2		Formulación 3	
Soda Caustica		0.50		0.50		0.50	
Acetato De Potasio		3.5		3.5		3.5	
Goma Xantica		1.50		2.00		2.00	
Pac Lv		1.50		2.00		2.00	
Carbonato De Calcio 100tt		29.0		25.0		20.0	
Carbonato De Calcio 325tt		29.0		33.0		38.0	
Lubricante		10.0 (% V/V)		10.0 (% V/V)		10.0 (%V/V)	
Propiedad	Unidad	Formulación 1		Formulación 2		Formulación 3	
		Nuevo	Rolado	Nuevo	Rolado	Nuevo	Rolado
Densidad	lb/gal	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2
Viscosidad Embudo	seg/qt	48	45	50	48	50	48
Lectura 600	-	60	60	64	60	64	60
Lectura 300	-	43	43	47	43	47	43
Lectura 200	-	33	32	38	32	38	32
Lectura 100	-	19	18	22	18	22	18
Lectura 6	-	11	10	13	10	13	10
Lectura 3	-	9	9	10	9	10	9
Viscosidad Plástica	cp	17	17	17	17	17	17

Propiedad	Unidad	Formulación 1		Formulación 2		Formulación 3	
		Nuevo	Rolado	Nuevo	Rolado	Nuevo	Rolado
Yield Point	lb/100ft ²	26	23	30	26	30	26
Gel 10 Segundos	lb/100ft ²	9	10	11	10	11	10
Gel 10 Minutos	lb/100ft ²	11	11	13	11	13	11
Gel 30 Minutos	lb/100ft ²	14	13	15	13	15	13
Filtrado Api	ml/30min	5.2	6.1	4.6	5.2	4.1	4.8
Solidos	%	6	6	6	6	6	6
Líquidos	%	93	93	93	93	93	93
Aceite	%	1	1	1	1	1	1
pH	-	9	8.5	9	8.5	9	8.5
Pf	ml	0.7	0.5	0.7	0.5	0.7	0.5
Mf	ml	0.3	0.2	0.3	0.2	0.3	0.2
Pm	MI	0.8	0.7	0.8	0.7	0.8	0.7
Cloruros	Ppm	200	200	200	200	200	200

Fuente: Elaboración propia en base a datos (Quitoil Services S.A, 2018)

3.2.2. Análisis de la Variación en Cada Propiedad Antes y Después de Rolar

3.2.2.1. Densidad.

Como se puede observar en la tabla 12 la densidad no varía en ninguna de las 3 formulaciones antes y después de rolar el fluido. Por lo tanto, este parámetro no constituiría un valor para poder escoger entre una u otra formulación.

3.2.2.2. Viscosidad de Embudo.

De acuerdo a los valores que se tiene en la tabla 12 el valor de la viscosidad de embudo, en las 3 formulaciones, disminuye después de rolar la muestra. Esto es normal ya que cada muestra fue sometida a una temperatura de 180° F y presión 1500 psi durante 24 horas. Se observa una disminución mayor de este valor en la formulación 1 tal cual se muestra en la figura 29, mientras que en las formulaciones 2 y 3 la reducción de este valor está en la misma proporción, y tiene un valor adecuado para esta sección (48 seg/qt) de acuerdo a las lecciones aprendidas en pozos perforados anteriormente en el campo Armadillo, por lo que ambas formulaciones pueden ser consideradas para perforar esta sección.

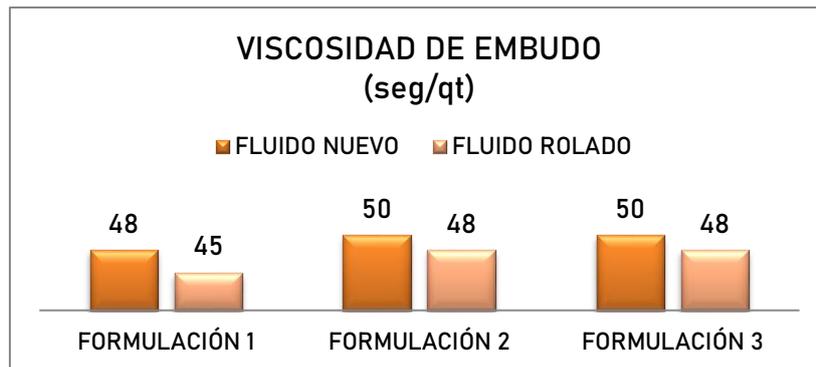


Figura 29 Variación de la Viscosidad de Embudo Antes y Después de Rolar el Fluido para la Sección de 8.5 Pulgadas.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

3.2.2.3. Punto Cedente.

Se nota una disminución de este valor en las 3 formulaciones después de rolar el fluido como se muestra en la figura 30.

En la perforación de la sección de interés, lo importante es mantener un valor de punto cedente alto (mayor a 25 lbs/100ft²) de acuerdo a las lecciones aprendidas de pozos perforados anteriormente en el campo Armadillo para optimizar la limpieza y causar el menor daño de formación (washout). Con estos antecedentes analizados, se puede determinar que las formulaciones 2 y 3 son las adecuadas.

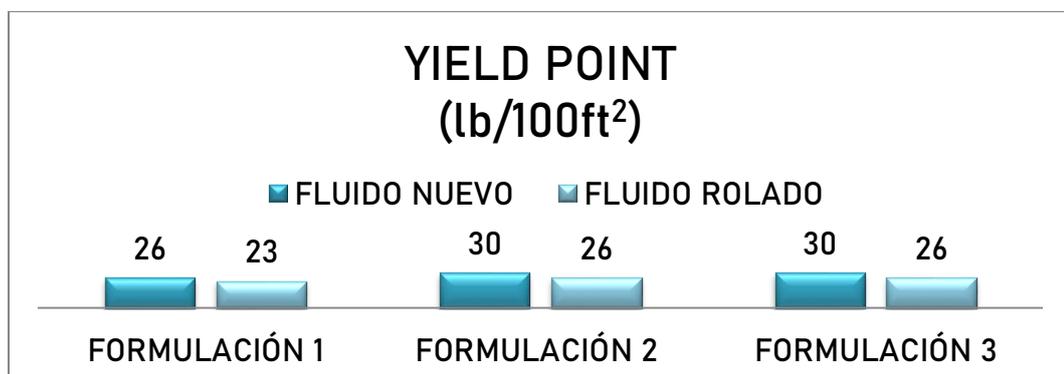


Figura 30 Yield Point Antes y Después de Rolar el Fluido para la Sección de 8.5 Pulgadas

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

3.2.2.4. Esfuerzos de Gel.

Analizando cuando el fluido está nuevo en las 3 formulaciones, se puede observar que la formulación 1 tiene menores esfuerzos de gel que las formulaciones 2 y 3.

Después de rolar las 3 formulaciones, los valores de esfuerzos de gel son los mismos tal cual se muestra en la figura 31.

En perforación es importante que los esfuerzos de gel no sean tan altos al momento de romper circulación o arrancar la bomba del lodo. Por lo tanto, la formulación más adecuada para disminuir este efecto es la formulación 1.

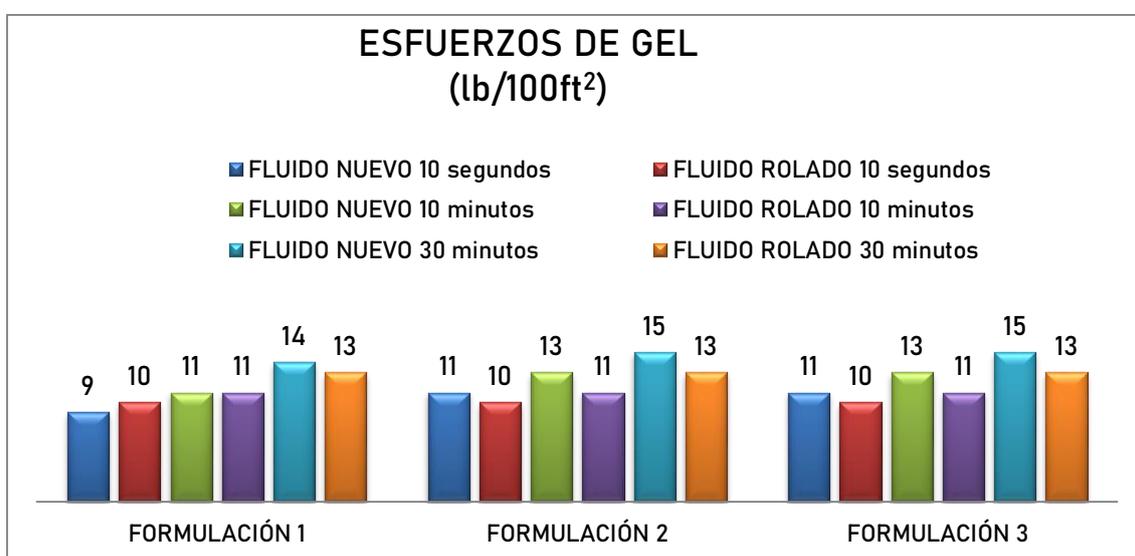


Figura 31 Esfuerzos de Gel Antes y Después de Rolar el Fluido para la Sección 8.5 Pulgadas.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

3.2.2.5. Porcentaje de Sólidos, Líquidos y Aceite (Retorta).

Como se puede observar en la tabla 12 el valor de contenidos de sólidos, líquidos y aceite es el mismo y no varía en ninguna de las 3 formulaciones antes y después de rolar el fluido como se indica en la figura 32. Por lo tanto, este parámetro no constituiría un valor para poder escoger entre una u otra formulación.

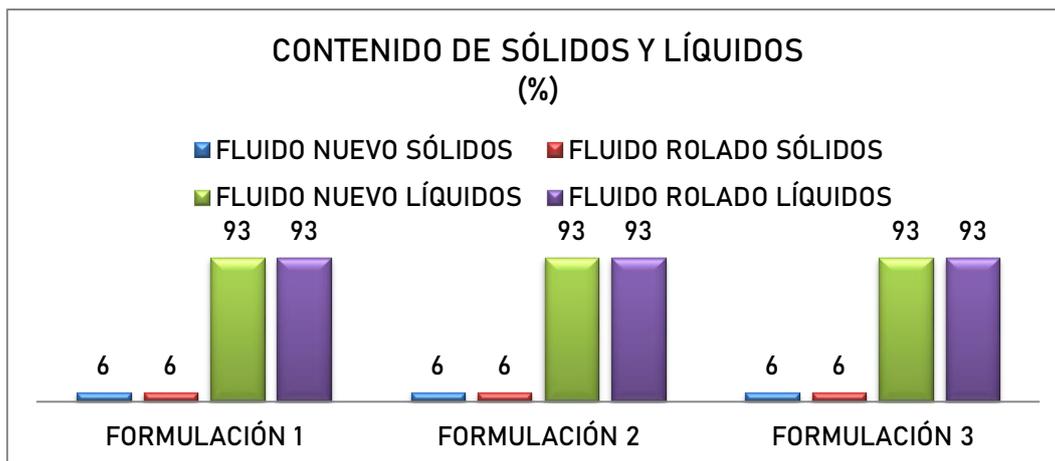


Figura 32 *Contenido de Sólidos y Líquidos Antes y Después de Rolar el Fluido para la Sección de 8.5 Pulgadas.*

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

3.2.2.6. *Filtrado API.*

Los valores mostrados en la tabla 12 muestran que el filtrado API aumenta en las 3 formulaciones después de rolar el fluido. Comparando dicho aumento donde se refleja un valor más bajo es en la formulación 2 como se muestra en la figura 33. Para la sección de interés es importante mantener un filtrado bajo menor a 6 ml/30min y que se mantenga lo más estable posible durante la perforación. Bajo estos criterios la formulación óptima sería la 2.

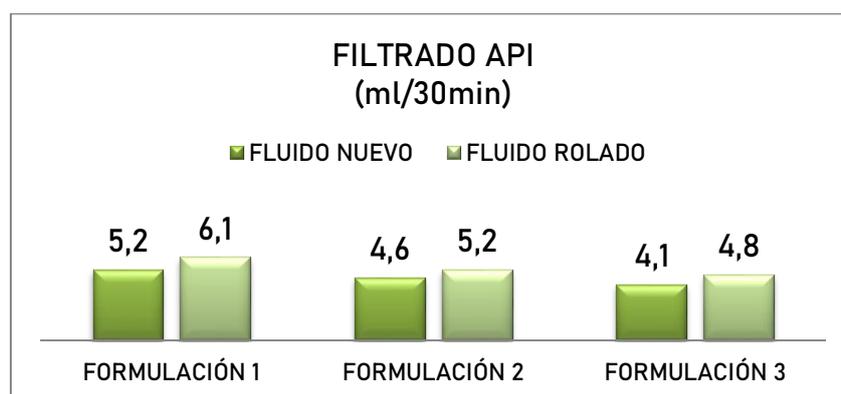


Figura 33 *Filtrado API Antes y Después de Rolar el Fluido para la Sección de 8.5 Pulgadas.*

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

3.2.2.7. pH.

De los resultados que se observan en la tabla 12 el valor del pH antes y después de rolar las muestras, disminuye en la misma proporción en las 3 formulaciones como se muestra en la figura 34. Un rango óptimo de pH de trabajo para la Goma Xantica y el Pac Lv está entre 8.5 a 11. Por lo tanto, las 3 formulaciones serían adecuadas de acuerdo a este criterio de rango de trabajo.

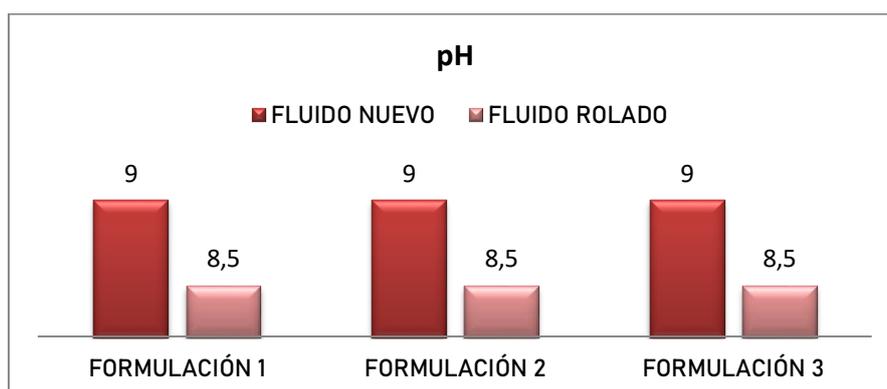


Figura 34 pH Antes y Después de Rolar el Fluido para la Sección de 8.5 Pulgadas.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

3.2.2.8. Distribución de Tamaño de Partícula.

El propósito de estos ensayos de pruebas de sello de apertura de poro (PPT) aplicado a discos de aloxita de 2, 5 y 10 micrones fue determinar las propiedades óptimas del sistema de fluidos para la sección de 8.5 pulgadas, con la finalidad de establecer las concentraciones de los carbonatos a ser utilizados en la perforación del pozo, que permitan hacer un sello efectivo en los reservorios principales y secundarios.

Se tomó como base la información técnica y datos referenciales de los resultados de las pruebas petrofísicas a los cores del pozo ARMADILLO 01 y de los informes geológicos del campo.

La información de referencia se tomó de 4 pozos de un campo vecino, y del cálculo del tamaño de poro y longitud de la garganta poral, después de analizar 32 muestras de las areniscas Hollin Superior e Inferior, donde se determinó que la longitud transversal de la garganta poral se encuentra en el rango mínimo de 1,42 – 3,73 μm y el máximo

de 6,59 – 8,39 μm , dando un valor promedio de la garganta poral de 7,5 μm como se muestra en la figura 35.

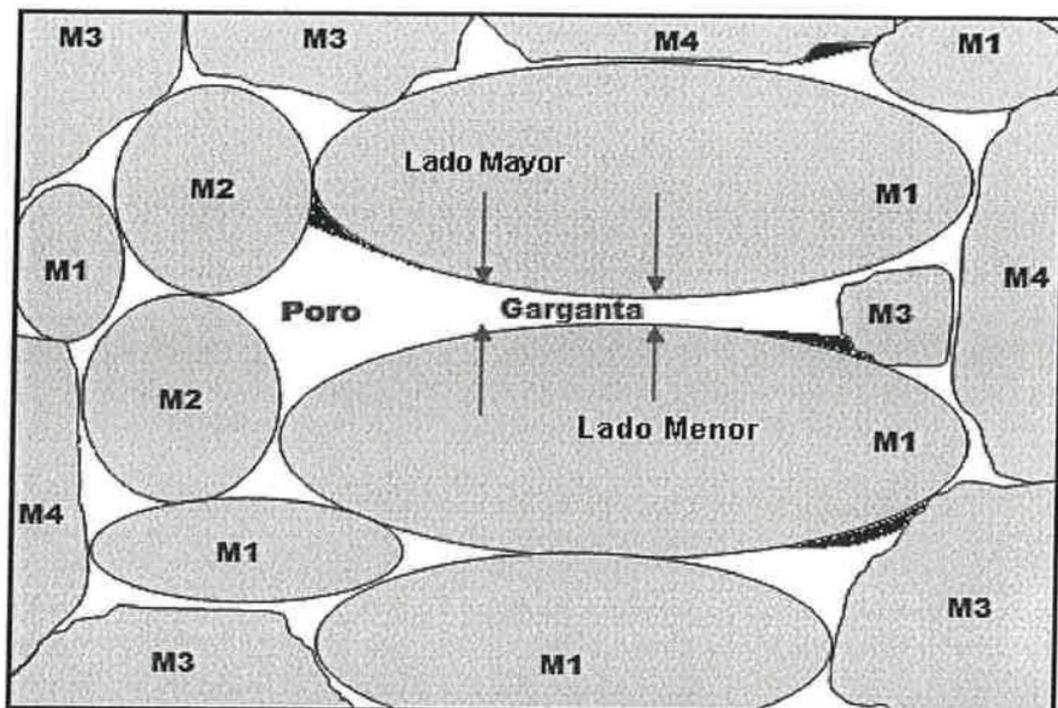


Figura 35 *Tamaño de Poro y Longitud de la Garganta Poral*

Fuente: (Quitoil Services S.A, 2018)

En base a la presión normal de yacimiento (4000-4500 psi), la densidad del fluido de perforación para mantener una presión hidrostática adecuada, está en el rango entre 8.9 a 9.2 lb/galón. Para realizar los ensayos de PSD en el equipo CILAS se formularon 3 fluidos de perforación con distintas concentraciones de Carbonato de calcio 100TT y 325 TT, con la finalidad de obtener la combinación ideal que permita hacer un sello efectivo, minimizando el daño a los reservorios principales y secundarios.

Para cada una de las formulaciones de fluido se utilizaron diferentes porcentajes de Carbonato de Calcio 100TT y carbonato de Calcio 325TT: 50%/50%, 40%/60% y 30%/70% respectivamente. Los resultados que arrojó el equipo CILAS se muestra en las figuras 36, 37 y 38, que corresponden a cada una de las concentraciones antes mencionadas.



PARTICLE SIZE DISTRIBUTION CILAS 920 Liquid

Range : 0.30 mu - 400.00 mu / 30 classes

<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td style="width: 30%;">Sample Ref</td><td>: ENSAYO 10 - 23/05/2018</td></tr> <tr><td>Base</td><td>: QUITOIL</td></tr> <tr><td>Cliente</td><td>: FERNANDO COLALA</td></tr> <tr><td>Comments</td><td>: CACO3 325 / 100</td></tr> <tr><td>Liquid</td><td>: DRILL IN 1</td></tr> <tr><td>Dispersing agent</td><td>: No</td></tr> <tr><td>Operator</td><td>: Analista de Laboratorio</td></tr> <tr><td>Company</td><td>: QUITOIL</td></tr> <tr><td>Location</td><td>: LABORATORIO</td></tr> <tr><td>Date</td><td>: 03/05/2017</td><td>Time</td><td>: 08:45:22AM</td></tr> <tr><td>Index meas.</td><td>: ENS-010-A-2018</td></tr> </table>	Sample Ref	: ENSAYO 10 - 23/05/2018	Base	: QUITOIL	Cliente	: FERNANDO COLALA	Comments	: CACO3 325 / 100	Liquid	: DRILL IN 1	Dispersing agent	: No	Operator	: Analista de Laboratorio	Company	: QUITOIL	Location	: LABORATORIO	Date	: 03/05/2017	Time	: 08:45:22AM	Index meas.	: ENS-010-A-2018	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td style="width: 30%;">Ultrasound</td><td>: 60</td><td>s</td></tr> <tr><td>Concentration</td><td>: 50% / 50%</td></tr> <tr><td>Diameter at 10%</td><td>: 1.12</td><td>mu</td></tr> <tr><td>Diameter at 50%</td><td>: 3.15</td><td>mu</td></tr> <tr><td>Diameter at 90%</td><td>: 6.71</td><td>mu</td></tr> <tr><td>Mean diametrer</td><td>: 4.65</td><td>mu</td></tr> <tr><td>Fraunhofer</td><td>:</td><td></td></tr> <tr><td>Density/Factor</td><td>: -----</td></tr> <tr><td>Specific surface</td><td>: -----</td></tr> <tr><td>Automatic dilution</td><td>: No/No</td></tr> <tr><td>Meas./Rinse No.</td><td>: 20/20/4</td></tr> <tr><td>SOP</td><td>: DRILL IN</td></tr> </table>	Ultrasound	: 60	s	Concentration	: 50% / 50%	Diameter at 10%	: 1.12	mu	Diameter at 50%	: 3.15	mu	Diameter at 90%	: 6.71	mu	Mean diametrer	: 4.65	mu	Fraunhofer	:		Density/Factor	: -----	Specific surface	: -----	Automatic dilution	: No/No	Meas./Rinse No.	: 20/20/4	SOP	: DRILL IN
Sample Ref	: ENSAYO 10 - 23/05/2018																																																						
Base	: QUITOIL																																																						
Cliente	: FERNANDO COLALA																																																						
Comments	: CACO3 325 / 100																																																						
Liquid	: DRILL IN 1																																																						
Dispersing agent	: No																																																						
Operator	: Analista de Laboratorio																																																						
Company	: QUITOIL																																																						
Location	: LABORATORIO																																																						
Date	: 03/05/2017	Time	: 08:45:22AM																																																				
Index meas.	: ENS-010-A-2018																																																						
Ultrasound	: 60	s																																																					
Concentration	: 50% / 50%																																																						
Diameter at 10%	: 1.12	mu																																																					
Diameter at 50%	: 3.15	mu																																																					
Diameter at 90%	: 6.71	mu																																																					
Mean diametrer	: 4.65	mu																																																					
Fraunhofer	:																																																						
Density/Factor	: -----																																																						
Specific surface	: -----																																																						
Automatic dilution	: No/No																																																						
Meas./Rinse No.	: 20/20/4																																																						
SOP	: DRILL IN																																																						

Figura 36 *Distribución de Tamaño de Partículas con Concentración 50%/50% de Carbonato 100 y Carbonato 325.*

Fuente: (Quitoil Services S.A, 2018)



PARTICLE SIZE DISTRIBUTION CILAS 920 Liquid

Range : 0.30 mu - 400.00 mu / 30 classes

<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td style="width: 30%;">Sample Ref</td><td>: ENSAYO 11 - 23/05/2018</td></tr> <tr><td>Base</td><td>: QUITOIL</td></tr> <tr><td>Cliente</td><td>: FERNANDO COLALA</td></tr> <tr><td>Comments</td><td>: CACO3 325 / 100</td></tr> <tr><td>Liquid</td><td>: DRILL IN 2</td></tr> <tr><td>Dispersing agent</td><td>: No</td></tr> <tr><td>Operator</td><td>: Analista de Laboratorio</td></tr> <tr><td>Company</td><td>: QUITOIL</td></tr> <tr><td>Location</td><td>: LABORATORIO</td></tr> <tr><td>Date</td><td>: 04/05/2017</td><td>Time</td><td>: 03:10:32PM</td></tr> <tr><td>Index meas.</td><td>: ENS-011-A-2018</td></tr> </table>	Sample Ref	: ENSAYO 11 - 23/05/2018	Base	: QUITOIL	Cliente	: FERNANDO COLALA	Comments	: CACO3 325 / 100	Liquid	: DRILL IN 2	Dispersing agent	: No	Operator	: Analista de Laboratorio	Company	: QUITOIL	Location	: LABORATORIO	Date	: 04/05/2017	Time	: 03:10:32PM	Index meas.	: ENS-011-A-2018	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td style="width: 30%;">Ultrasound</td><td>: 60</td><td>s</td></tr> <tr><td>Concentration</td><td>: 40% / 60%</td></tr> <tr><td>Diameter at 10%</td><td>: 2.11</td><td>mu</td></tr> <tr><td>Diameter at 50%</td><td>: 3.54</td><td>mu</td></tr> <tr><td>Diameter at 90%</td><td>: 7.72</td><td>mu</td></tr> <tr><td>Mean diametrer</td><td>: 5.86</td><td>mu</td></tr> <tr><td>Fraunhofer</td><td>:</td><td></td></tr> <tr><td>Density/Factor</td><td>: -----</td></tr> <tr><td>Specific surface</td><td>: -----</td></tr> <tr><td>Automatic dilution</td><td>: No/No</td></tr> <tr><td>Meas./Rinse No.</td><td>: 20/20/4</td></tr> <tr><td>SOP</td><td>: DRILL IN 2</td></tr> </table>	Ultrasound	: 60	s	Concentration	: 40% / 60%	Diameter at 10%	: 2.11	mu	Diameter at 50%	: 3.54	mu	Diameter at 90%	: 7.72	mu	Mean diametrer	: 5.86	mu	Fraunhofer	:		Density/Factor	: -----	Specific surface	: -----	Automatic dilution	: No/No	Meas./Rinse No.	: 20/20/4	SOP	: DRILL IN 2
Sample Ref	: ENSAYO 11 - 23/05/2018																																																						
Base	: QUITOIL																																																						
Cliente	: FERNANDO COLALA																																																						
Comments	: CACO3 325 / 100																																																						
Liquid	: DRILL IN 2																																																						
Dispersing agent	: No																																																						
Operator	: Analista de Laboratorio																																																						
Company	: QUITOIL																																																						
Location	: LABORATORIO																																																						
Date	: 04/05/2017	Time	: 03:10:32PM																																																				
Index meas.	: ENS-011-A-2018																																																						
Ultrasound	: 60	s																																																					
Concentration	: 40% / 60%																																																						
Diameter at 10%	: 2.11	mu																																																					
Diameter at 50%	: 3.54	mu																																																					
Diameter at 90%	: 7.72	mu																																																					
Mean diametrer	: 5.86	mu																																																					
Fraunhofer	:																																																						
Density/Factor	: -----																																																						
Specific surface	: -----																																																						
Automatic dilution	: No/No																																																						
Meas./Rinse No.	: 20/20/4																																																						
SOP	: DRILL IN 2																																																						

Figura 37 *Distribución de Tamaño de Partículas con Concentración 40%/60% de Carbonato 100 y Carbonato 325.*

Fuente: (Quitoil Services S.A, 2018)

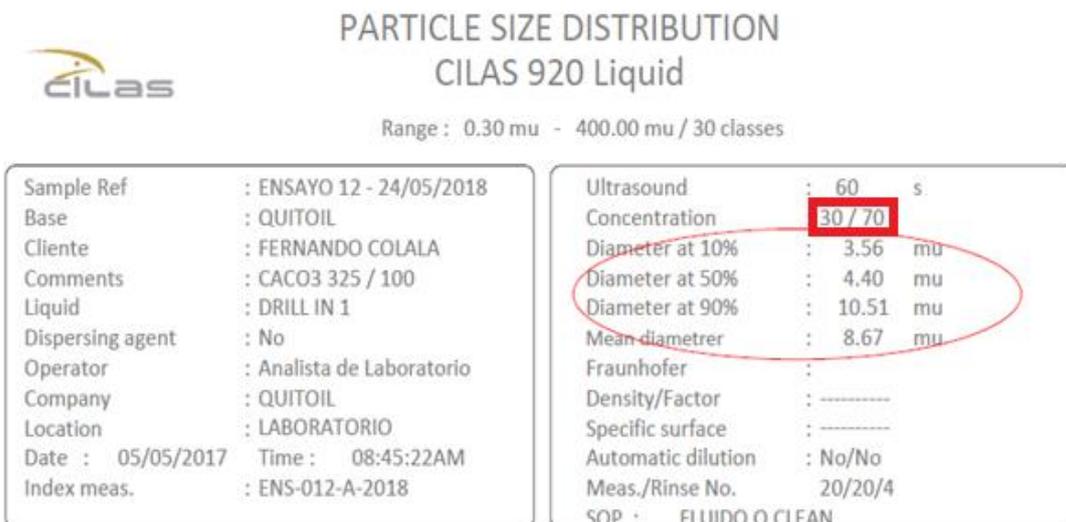


Figura 38 Distribución de Tamaño de Partículas con Concentración 30%/70% de Carbonato 100 y Carbonato 325

Fuente: (Quitoil Services S.A, 2018)

En la tabla 13 se realiza una comparación de los resultados para cada formulación, para definir la formulación más conveniente en base al diámetro promedio de la garganta poral (7.5 mu).

Tabla 13 Resultados del Análisis PSD

Parámetro	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3
D10 (mu)	1.12	2.11	3.56
D50 (mu)	3.15	3.54	4.40
D90 (mu)	6.71	7.72	10.51
Mean Diameter (mu)	4.65	5.86	8.67

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

En base a los resultados del análisis PSD, de acuerdo al valor de mean diameter, la formulación 3 cumple con el criterio técnico de tener un valor mayor al diámetro promedio de la garganta poral. Por esta razón el fluido con la formulación 3 sería el más adecuado para obtener un sello efectivo en la formación. Sin embargo no hay que descartar otros criterios técnicos para escoger el fluido definitivo para esta sección.

3.3. Elección de los Fluidos de Perforación para Cada Sección.

A continuación se muestra el fluido de perforación escogido para cada sección en base a los resultados de laboratorio.

3.3.1. Fluido de Perforación para la Sección de 12.25 Pulgadas.

Después de haber analizado las diferentes propiedades antes y después de rolar el fluido, la formulación 1 era la más adecuada, y la formulación 2 se encuentra en segundo lugar.

Sin embargo, luego de analizar los resultados de las pruebas de hinchamiento lineal la formulación 1 no se encuentra dentro del rango adecuado (28%) siendo de esta manera la formulación 2 la escogida para perforar esta sección. En la figura 39 se muestran las concentraciones de los productos para la formulación escogida, en la figura 40 se muestran las principales propiedades para dicha formulación.

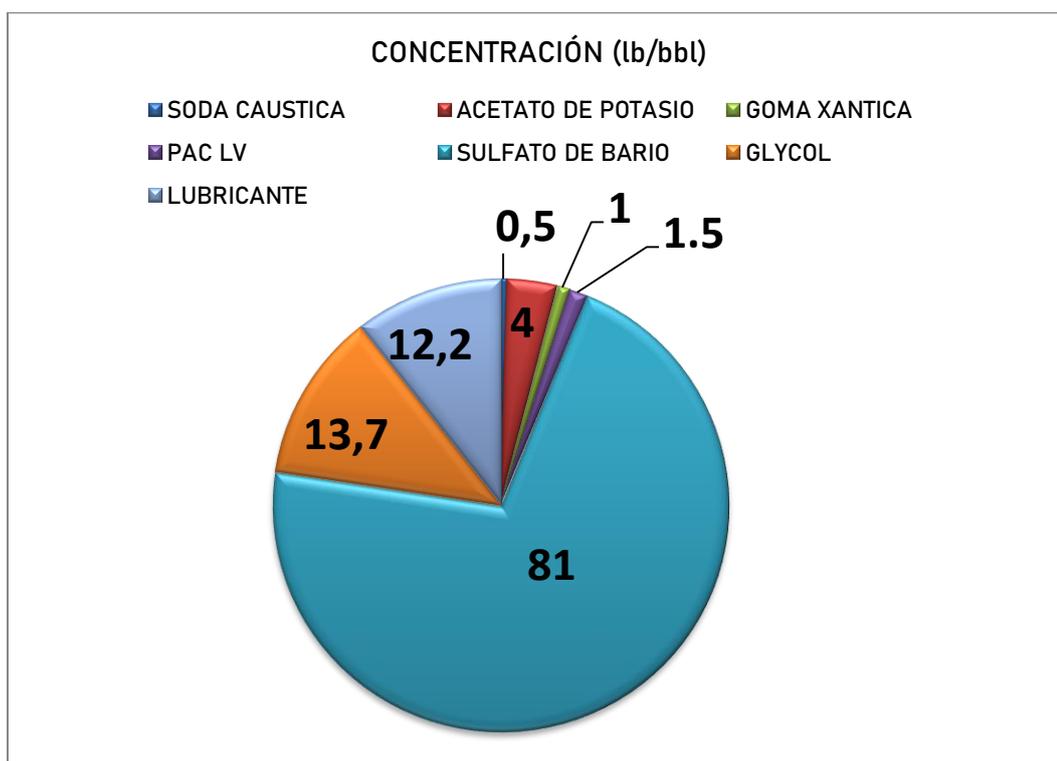


Figura 39 Concentración de Productos para la Sección de 12.25 Pulgadas

Elaborado: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

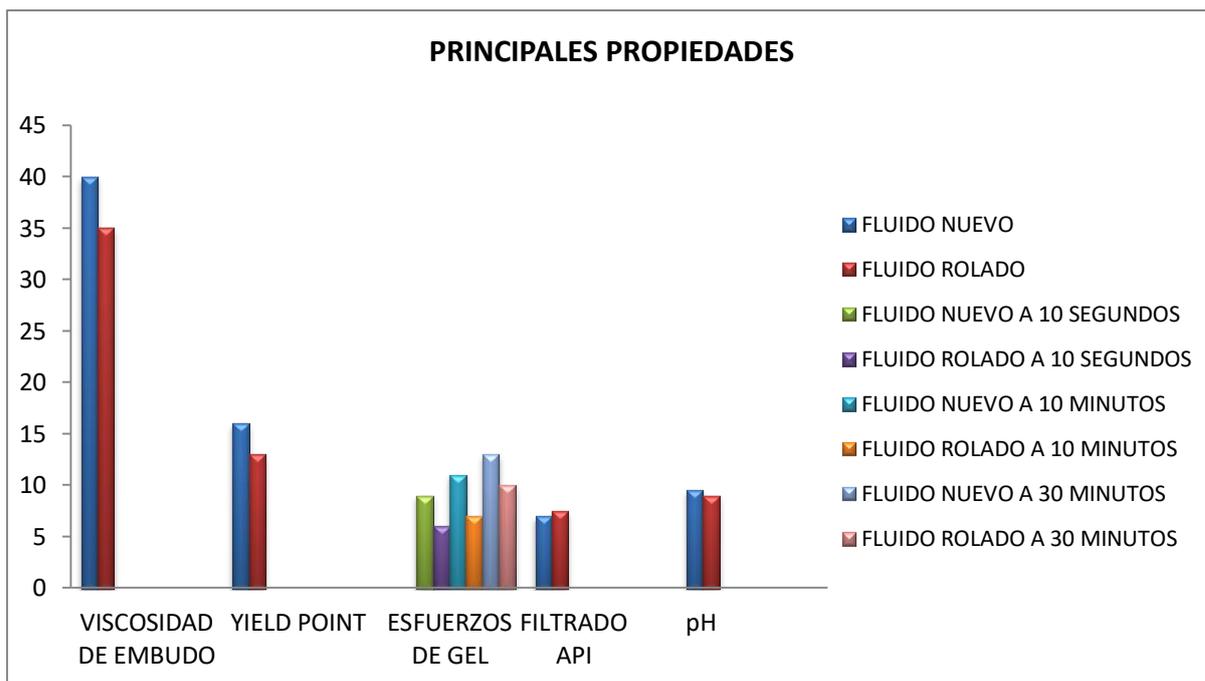


Figura 40 *Propiedades Relevantes para la Sección de 12.25 Pulgadas.*

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

3.3.2. Fluido de Perforación para la Sección de 8.5 Pulgadas

Luego del análisis de las diferentes propiedades antes y después de rolar el fluido, la formulación 2 era la más óptima, y la formulación 3 se encuentra en segundo lugar.

Sin embargo, luego de analizar los resultados de la prueba de distribución de tamaño de partículas la formulación 2 no cumple con el rendimiento mínimo de sellar la garganta poral (7.5 μ), por lo tanto la formulación 3 al cumplir este requerimiento es la escogida para perforar esta sección.

En la figura 41 se muestran las concentraciones de los productos para la formulación escogida, en la figura 42 se muestran las principales propiedades para dicha formulación.

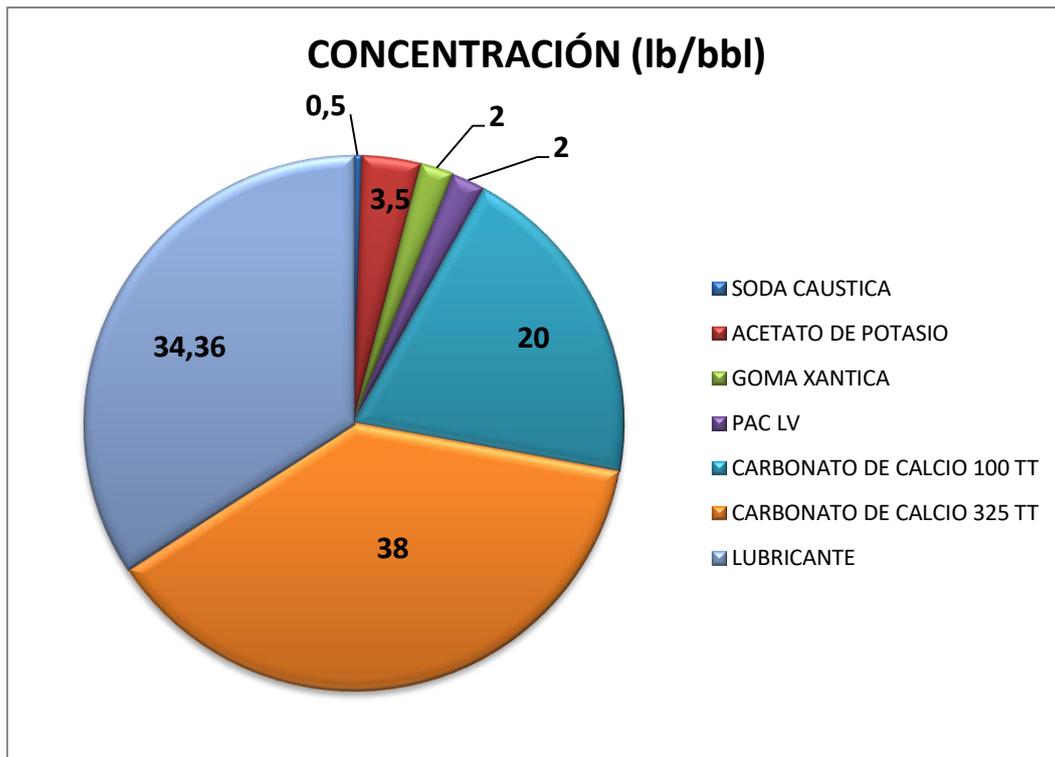


Figura 41 Concentración de Productos para la Sección de 8.5 Pulgadas

Elaborado: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

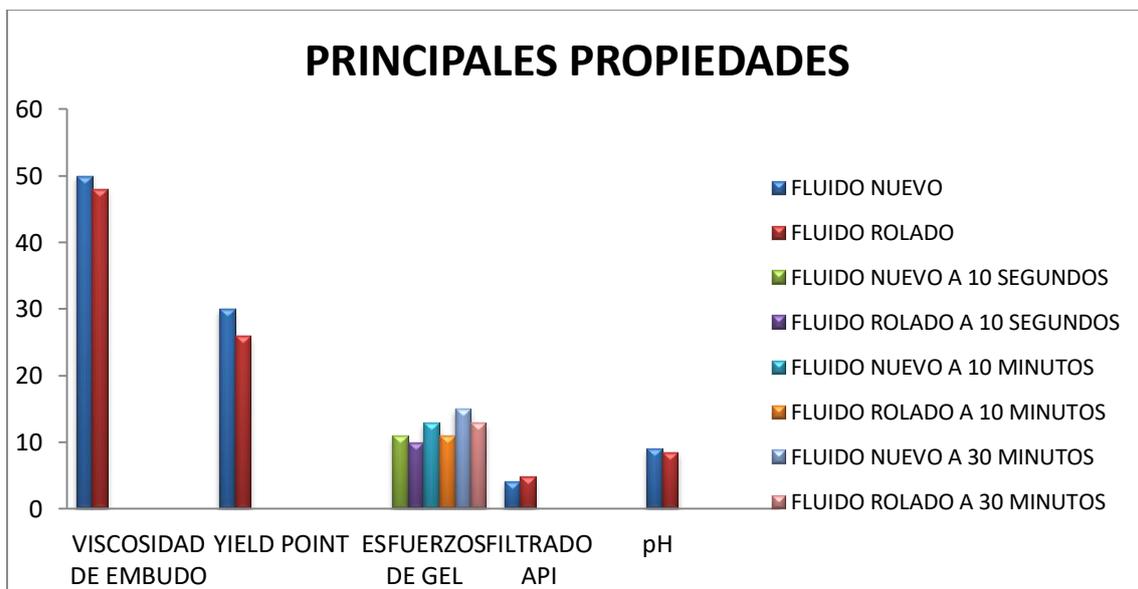


Figura 42 Propiedades Relevantes para la Sección de 8.5 Pulgadas.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

CAPITULO IV

ESTIMACIÓN ECONÓMICA DE UN FLUIDO BASE

4.1. Análisis Técnico

Una vez que se han analizado las formulaciones adecuadas al fluido de perforación para cada sección, 12.25 y 8.5 pulgadas, el siguiente paso a considerar son los cálculos de las capacidades y volúmenes de los tanques, tubería y pozo.

Es importante realizar un cálculo preciso de estos valores ya que se debe considerar la eficiencia en cuanto a los volúmenes a preparar de fluido de perforación en los tanques del taladro, es decir, el volumen debe ser suficiente para llenar los tanques del sistema activo así como el pozo y de esta manera no tener inconvenientes en cuanto al funcionamiento de los equipos en superficie, así como mantener una columna de fluido en el pozo que mantenga siempre la presión hidrostática en los valores que se necesita.

4.1.1. Volúmenes de Fluido por Cada Sección

La capacidad de un tanque de fluido, pozo, espacio anular y/o espacio interior de una tubería es el volumen que dicho recipiente podría contener si estuviera lleno (el máximo volumen posible). La capacidad se mide generalmente en barriles, galones o metros cúbicos.

Para este análisis volumétrico, se va a considerar el mismo tipo de pozo de ARMB-002 y las mismas profundidades para las secciones intermedia de 12.25 pulgadas y de producción de 8.5 pulgadas, como se muestra en la figura 9.

Aunque los volúmenes del pozo sean generalmente calculados con la tubería dentro del pozo, se necesita conocer la capacidad del pozo sin la tubería, para saber el volumen que se necesita para llenar el pozo cuando se hacen viajes de tubería y mantener la presión hidrostática adecuada.

El pozo se compone de varios intervalos, para obtener la capacidad de todo el pozo, cada intervalo debe ser calculado individualmente, luego se suman todos los intervalos.

Para los intervalos de pozo abierto, el tamaño real del pozo puede ser considerablemente más grande que el tamaño de la broca (es decir, se considera un washout), debido al ensanchamiento del pozo.

El volumen de cada sección puede ser calculado a partir de la ecuación 1:

$$\text{Volumen sección}(bbi) = D^2 \text{ sección} \bullet \text{longitud}(MD) / 1029.4$$

ECUACIÓN 1. Ecuación para obtener el volumen de cada sección

Fuente: (M I SWACO, 2007)

La longitud (MD) para cada sección, se va a calcular a partir de la ecuación 2:

$$MD(ft) = \text{Profundidad del punto de csg} \\ - \text{Profundidad del zapato del csg de la sección precedente}$$

ECUACIÓN 2. Ecuación para obtener la longitud para cada sección

Fuente: (M I SWACO, 2007)

La capacidad interna del casing puede ser calculada a partir de la ecuación 3:

$$\text{Capacidad a sin g}(bbI) = ID^2 \text{ca sin g} \bullet \text{profundidad del zapato} \\ \text{de csg de la sección presente}(MD) / 1029.4$$

ECUACIÓN 3. Ecuación para obtener la capacidad interna del casing

Fuente: (M I SWACO, 2007)

Los diámetros internos y externos de las diferentes tuberías, así como las capacidades de las mismas se pueden visualizar en el Anexo 1.

Se va a considerar un volumen en superficie (volumen de los tanques) de 500 barriles, para los cálculos subsiguientes, además de los cálculos del pozo, y a este conjunto se le llama el sistema activo tal como se muestra en el Anexo 2.

4.1.1.1 Volúmenes de Fluido por la Sección Intermedia de 12.25 Pulgadas

Del esquema del pozo se sacan lo siguientes datos:

- Diámetro de la sección: 12.25 pulgadas
- Profundidad del punto de casing de 9.625 pulgadas: 10006 ft
- Profundidad del zapato de 13.375 pulgadas: 6449 ft

Adicionalmente:

- ID del casing de 13.375 pulgadas: 12.415 pulgadas
- De acuerdo a la experiencia de campo, el washout que va a ser considerado para esta sección es de 10% (J. García, comunicación personal, 20 mayo 2018).
- Volumen de tanques: 500 bbl

Por lo tanto, efectuando los cálculos correspondientes:

A)

$$\begin{aligned} \text{MD(ft)} &= \text{Profundidad del punto de csg} \\ &- \text{Profundidad del zapato del csg de la sección precedente} \end{aligned}$$

$$\text{MD(ft)} = 10006 \text{ ft} - 6449 \text{ ft}$$

$$\text{MD(ft)} = 3557 \text{ ft}$$

B)

$$\text{Volumen sección (bbl)} = D^2 \text{ sección} \bullet \text{longitud (MD)} / 1029.4$$

$$\text{Volumen sección (bbl)} = (12.25 \text{ in})^2 \times 3557 / 1029.4$$

$$\text{Volumen sección (bbl)} = 519 \text{ bbl}$$

Considerando el washout de 10%:

$$\text{Volumen hoyo abierto (bbl)} = 519 \text{ bbl} + (519 \text{ bbl} \times 0,1)$$

$$\text{Volumen hoyo abierto (bbl)} = 571 \text{ bbl}$$

C)

$$\text{Capacidad a sin g (bbl)} = ID^2 \text{ ca sin g} \cdot \text{profundidad del zapato} \\ \text{deca sin g de la sección presente (MD)} / 1029.4$$

$$\text{Capacidad a sin g (bbl)} = (12.415 \text{ in})^2 \times 6449 \text{ ft} / 1029.4$$

$$\text{Capacidad casing (bbl)} = 966 \text{ bbl}$$

D)

$$\text{Volumen Total (bbl)} = \text{Volumen hoyo abierto (bbl)} + \text{Capacidad csg (bbl)} + \\ \text{Volumen tanques (bbl)}$$

$$\text{Volumen Total (bbl)} = 571 \text{ bbl} + 966 \text{ bbl} + 500 \text{ bbl}$$

$$\text{Volumen Total (bbl)} = 2037 \text{ bbl}$$

A partir de este volumen total (2037 bbl) y con las concentraciones de la formulación 2, escogida para la sección de 12.25 pulgadas, se obtiene la siguiente tabla 14.

Tabla 14 Libras Requeridas por Producto para la Sección de 12.25 Pulgadas

Producto/Agente	Concentración (lb/bbl)	Libras
Soda Caustica	0.5	1018.5
Acetato De Potasio	4.0	8148
Goma Xantica	1.0	2037
Pac Lv	1.5	3055.5
Sulfato De Bario	81.0	164997
Glycol	4.0 (%V/V)	8148
Lubricante	3.5 (% V/V)	72 (Barriles)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

Una vez obtenidas la cantidad de libras requeridas por cada producto, y en base a presentaciones comerciales de cada producto por saco o tambor, se procede a calcular la cantidad de sacos o tambores requeridos para esta sección como se muestra en la tabla 15.

Tabla 15 *Cantidad de Sacos-Tambores por Producto*

Producto/Agente	Libras	Presentación (lb/Sx O lb/Dm)	Cantidad de Sacos- Tambores
Soda Caustica	1018.5	55	19
Acetato De Potasio	8148	50	163
Goma Xantica	2037	55	37
Pac Lv	3055.5	55	56
Sulfato De Bario	164997	100	1650
Glycol	8148	457 lb/Dm	18
Lubricante	72 (Barriles)	1.3 bbl/Dm	56

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

4.1.1.2 Volúmenes de Fluido por la Sección de Producción de 8.5 Pulgadas

Del esquema del pozo se sacan lo siguientes datos:

- Diámetro de la sección: 8.5 pulgadas
- Profundidad del punto de liner de 7 pulgadas: 11210 ft
- Profundidad del zapato de 9.625 pulgadas: 10006 ft

Adicionalmente:

- ID del casing de 9.625 pulgadas: 8.681 pulgadas
- De acuerdo a la experiencia de campo, el washout que va a ser considerado para esta sección es de 5%.(J. García, comunicación personal, 20 mayo 2018).
- Volumen de tanques: 500 bbl

Por lo tanto, efectuando los cálculos correspondientes:

A)

$$\begin{aligned} \text{MD(ft)} &= \text{Profundidad del punto de csg} \\ &- \text{Profundidad del zapato del csg de la sección precedente} \end{aligned}$$

$$\text{MD(ft)} = 111210 \text{ ft} - 10006 \text{ ft}$$

$$\text{MD(ft)} = 1204 \text{ ft}$$

B)

$$\text{Volumen sección (bbl)} = D^2 \text{ sección} \cdot \text{longitud (MD)} / 1029.4$$

$$\text{Volumen sección (bbl)} = (8.5)^2 \times \frac{1204}{1029.4}$$

$$\text{Volumen sección (bbl)} = 85 \text{ bbl}$$

Considerando el washout de 5%:

$$\text{Volumen hoyo abierto (bbl)} = 85 \text{ bbl} + (85 \text{ bbl} \times 0,05)$$

$$\text{Volumen hoyo abierto (bbl)} = 90 \text{ bbl}$$

C)

$$\text{Capacidad ca sin g (bbl)} = ID^2 \text{ ca sin g} \cdot \text{profundidad del zapato de ca sin g de la sección presente (MD)} / 1029.4$$

$$\text{Capacidad csg (bbl)} = (8.681 \text{ in})^2 \times \frac{10006}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad casing (bbl)} = 733 \text{ bbl}$$

D)

$$\text{Volumen Total (bbl)} = \text{Volumen hoyo abierto (bbl)} + \text{Capacidad csg (bbl)} + \text{Volumen tanques (bbl)}$$

$$\text{Volumen Total (bbl)} = 90 \text{ bbl} + 733 \text{ bbl} + 500 \text{ bbl}$$

$$\text{Volumen Total (bbl)} = 1323 \text{ bbl}$$

A partir de este volumen total (1323 bbl) y con las concentraciones de la formulación 3, escogida para esta sección, se obtiene la tabla 16:

Tabla 16 Libras Requeridas por Producto para la Sección de 8.5 Pulgadas

Producto/Agente	Concentración (lb/bbl)	Libras
Soda Caustica	0.50	661.5
Acetato De Potasio	3.5	4630.5
Goma Xantica	2.00	2646
Pac Lv	2.00	2646
Carbonato De Calcio 100tt	20.0	26460
Carbonato De Calcio 325tt	38.0	50274
Lubricante	10.0 (%V/V)	132.3 (Barriles)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

Una vez obtenidas las libras requeridas por cada producto, y en base a presentaciones comerciales de cada producto por saco o tambor, se procede a calcular la cantidad de sacos o tambores requeridos para esta sección como se muestra en la tabla 17.

Tabla 17 Cantidad de Sacos-Tambores por Producto

Producto/Agente	Libras	Presentación (lb/Sx o lb/Dm)	Cantidad de Sacos- Tambores
Soda Caustica	661.5	55	12
Acetato De Potasio	4630.5	50	93
Goma Xantica	2646	55	49
Pac Lv	2646	55	49
Carbonato De Calcio 100tt	26460	110	241
Carbonato De Calcio 325tt	50274	110	457
Lubricante	132.3 (Barriles)	1.3 bbl/Dm	102

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

4.2. Análisis Económico

El aspecto económico es de gran importancia en los actuales momentos en la industria petrolera, y va de la mano con la parte técnica, para tomar la decisión final al

momento de escoger una línea de servicio o producto, en este caso, el fluido de perforación.

Actualmente se manejan diferentes esquemas o contratos para brindar determinados servicios: costo por producto, costo por pie, costo por lump sum.

Para este análisis económico, se va a considerar dos tipos de contratos (costo por producto y costo por pie).

4.2.1. Costo por Producto

Este tipo de contrato es el más común actualmente, y se refiere a que la empresa de servicio cobrará o facturará a la empresa operadora el costo de cada producto usado o agregado al fluido de perforación.

Generalmente se lleva un control de costos por sección del pozo, para posteriormente realizar una estadística comparativa entre pozos de un mismo PAD o campo, dependiendo de la similitud en cuanto a geometría y dificultad de los pozos perforados. (J. García, comunicación personal, 20 mayo 2018).

4.2.2. Costo por Pie

Algunas empresas operadoras aún mantienen este tipo de contrato, el cual se refiere a que previo a la perforación del pozo, se llega a un acuerdo en cuanto a la tarifa por pie perforado del pozo. Algunas veces se establece un solo costo por pie para todas las secciones del pozo, o en otras se define un costo por pie distinto para cada sección. De igual manera, se establecen algunas cláusulas de consentimiento entre ambas partes.

Este costo se cuadra diariamente con las profundidades de apertura y cierre del reporte diario de perforación del pozo (realizado por el company man). (J. García, comunicación personal, 20 mayo 2018).

En este análisis, se va a considerar un valor de costo por pie (referencial):

- \$35,00 para pozos direccionales, en la sección de producción, el lubricante utilizado se cobrará por adicional, es decir, costo por producto.
- \$40,00 para pozos horizontales (que para este estudio no se lo aplicaría).

4.2.3. Costo por Lump Sum

De la misma manera que el costo por pie, previo a la perforación del pozo, se llega a un acuerdo entre la empresa operadora y la empresa de servicios, en cuanto a la tarifa total del fluido de perforación.

Este tipo de contratos no es tan común, y dependerá de la experticia del ingeniero de fluidos para optimizar la química utilizada durante la perforación, para que al final haya un margen aceptable de ganancia para la empresa de servicios (J. García, comunicación personal, 20 mayo 2018).

4.2.4. Costo de Productos

El costo de cada producto puede variar dependiendo del lugar de fabricación, costos de transporte, importaciones, aduanas, entre otros. Sin embargo, para efectos de este análisis económico, se va a tomar un solo costo por producto para los cálculos (J. García, comunicación personal, 20 mayo 2018).

En la tabla 18, se presentan los costos por producto (referenciales):

Tabla 18 Costo por Producto

Producto/Agente	Costo (Usd) por Saco-Tambor
Soda Caustica	15
Acetato de Potasio	9
Goma Xantica	350
Pac Lv	220
Sulfato de Bario	14
Carbonato de Calcio 100tt	12
Carbonato de Calcio 325tt	12
Glycol	1300
Lubricante	1100

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

4.2.5. Cálculo y Comparación de Costos

Como ya se mencionó anteriormente, en la presente estimación económica, se va a tomar en cuenta dos tipos de contrato, costos por producto y costo por pie perforado.

Para los cálculos se va a tomar en cuenta los valores obtenidos del análisis técnico, como se muestra en las tablas 19 y 20.

Tabla 19 Costos Sección 12.25 Pulgadas

Producto/Agente	Costo (Usd) por Saco- Tambor	Cantidad de Sacos-Tambores	Costo Total Productos (Usd)	Costo por Pie (Usd)
Soda Caustica	15	19	285	
Acetato de Potasio	9	163	1467	
Goma Xantica	350	37	12950	
Pac Lv	220	56	12320	35
Sulfato de Bario	14	1650	23100	
Glycol	1300	18	23400	
Lubricante	1100	56	61600	
Pies Sección	-	-	-	3557
Total (Usd)	-	-	124032	124495

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

Tabla 20 Costos Sección 8.5 Pulgadas

Producto/Agente	Costo (Usd) por Saco- Tambor	Cantidad de Sacos-Tambores	Costo Total Productos (Usd)	Costo por Pie (Usd)
Soda Caustica	15	12	180	
Acetato de Potasio	9	93	837	
Goma Xantica	350	49	17150	
Pac Lv	220	49	10780	
Carbonato de Calcio 100TT	12	241	2892	35
Carbonato de Calcio 325TT	12	457	5484	
Lubricante	1100	102	112200	
Pies Sección	-	-	-	1204
Subtotal sin Lubricante (Usd)	-	-	-	42140
Total (Usd)	-	-	149523	154340

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

Tabla 21 *Costos Totales para Sección 12.25 y 8.5 Pulgadas*

Sección	Contrato: Costo por Producto (Usd)	Contrato: Costo por Pie (Usd)
12.25 Pulgadas	124032	124495
8.5 Pulgadas	149523	154340
Total (Usd)	273555	278835

Fuente: Elaboración propia a partir de datos (Quitoil Services S.A, 2018)

Por lo que se concluye, para este tipo de pozo (ARMB-002), el contrato que le convendría a la empresa operadora sería Costo por Producto, ya que los costos son menores a los del otro tipo de contrato como se puede visualizar en la tabla 21.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

En base a los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio de los sistemas de fluidos de perforación propuestos, para la sección de 12.25 pulgadas y la sección de 8.5 pulgadas de los pozos a ser perforados en el campo Armadillo, se concluye lo siguiente:

1. Para la selección del sistema de fluido es importante conocer el diseño mecánico del pozo, las formaciones (litología) que se van a perforar, esto con el fin de obtener las concentraciones óptimas de los diferentes aditivos-agentes químicos.
2. La prueba de Hinchamiento Lineal de la arcilla (Bentonita) expuesta al agua y a los fluidos de perforación analizados, permite visualizar la reactividad de dicha arcilla y de esta forma minimizar la inestabilidad de la formación (intervalos arcillosos o lutita) durante la perforación. Esto se logra mediante la adición adecuada de inhibidores de arcilla, que en este caso fueron tanto el acetato de potasio como el glycol.
3. Es importante realizar pruebas de Distribución de Tamaño de Partículas y compararlas con los análisis petrofísicos realizados a las formaciones porosas, ya que una buena selección en el arreglo de Carbonato de Calcio, minimizará daños a la formación productora, pérdidas de circulación y pegadas de tubería, producto de un sello eficiente.
4. Para la sección de 12.25 pulgadas, después de haber realizado las pruebas de laboratorio antes y después de rolar cada formulación de fluido de perforación, y complementando con la prueba de Hinchamiento Lineal se seleccionó como la mejor opción la formulación 2 de acuerdo a los resultados de los diferentes parámetros obtenidos en las pruebas, con la cual se obtuvo un hinchamiento lineal de 21.8% utilizando en su formulación 4 lb/barril de acetato de potasio y 4 %v/v de glycol como inhibidores. El costo de este fluido es de \$124032, en base al contrato de costo por producto.

5. Para la sección de 8.5 pulgadas, luego de haber realizado las pruebas de laboratorio antes y después de rolar cada formulación de fluido de perforación, y adicionalmente realizando la prueba de Distribución de Tamaño de Partículas con respecto a la garganta poral (7.5 mu), se seleccionó el fluido 3 ya que el valor promedio de la garganta poral fue de 8.67 mu, con un porcentaje de 30% de Carbonato de calcio 100TT y 70% de Carbonato de Calcio 325 TT. El costo de este fluido es de \$149523, en base al contrato de costo por producto.
6. En la estimación económica, se consideraron para los cálculos 2 tipos de contrato, costo por producto y costo por pie, dando como resultado un valor menor en costo por producto. El valor diferencial entre ambos tipos de contrato fue de \$5280.

5.2. Recomendaciones

1. Luego de haber seleccionado el fluido de perforación para cada sección a perforar, para las secciones 12.25 pulgadas y 8.5 pulgadas se debe tener en cuenta una serie de prácticas operacionales para garantizar el buen desempeño de los sistemas de fluidos.
 - Monitoreo de las propiedades del fluido cada 8 horas durante la perforación o en menor tiempo en caso de tener problemas, para garantizar que las propiedades físico-químicas del fluido estén cercanas a los valores que se establecieron en este estudio.
 - Chequear conjuntamente con la cabina de geología el tamaño, forma y cantidad de ripios de perforación que salen a superficie, para verificar que las concentraciones utilizadas en el fluido de perforación son adecuadas, y de no ser el caso tomar los correctivos necesarios a tiempo.
 - Para mantener la concentración de productos químicos de acuerdo a este estudio, se debe tener en locación el suficiente material químico que garantice tener dichos valores. Así mismo, debe haber material de contingencia en caso de existir eventos no programados (inestabilidad de lutita, exceso de arcilla plástica, pérdida de fluido, entre otros).
 - Aparte del fluido de perforación, se debe preparar píldoras de limpieza o de sello, para garantizar, tanto la limpieza del pozo como la estabilidad de las formaciones perforadas en cada sección.

2. Los volúmenes considerados para los cálculos corresponden a un volumen estimado en superficie de 500 barriles, y de acuerdo a los puntos de casing para cada sección y el washout, se calculó el volumen en el pozo, sin embargo, se recomienda que tanto el volumen en superficie como el volumen del pozo se recalculen de acuerdo a los valores reales de dimensiones de los tanques en el taladro y los puntos de casing del programa del pozo a perforar.
3. Así mismo, para el cálculo de volúmenes, no se consideraron pérdidas en superficie (en zarandas, centrífugas, evaporación), por lo que estos volúmenes también deben ser analizados y considerados en el programa de fluidos final presentado a la operadora.
4. Tener en cuenta que el agregado de los productos químicos en laboratorio puede variar en cierta manera en campo, debido a las condiciones específicas del sistema de tanques y facilidades. Sin embargo, se recomienda siempre al menos seguir esta secuencia de agregado, independientemente de estas facilidades:
 - Fluido base: en este caso agua fresca o agua de río.
 - Material polimérico: goma xantica, poliamino celulosa.
 - Productos alcalinos: soda cáustica.
 - Material densificante: Sulfato de bario, Carbonato de Calcio.
5. Hay que tener presente que ciertas pruebas especiales de laboratorio (hinchamiento lineal, distribución del tamaño de partículas), no se las puede realizar en campo, ya que son equipos delicados y costosos, y eso se debe indicar a la compañía operadora para que tenga conocimiento de este particular, es decir solo se pueden realizar en los laboratorios de las bases de la compañía de fluido.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2020). *Producción Diaria de Petróleo y Gas Natural Neto de Campo a Nivel Nacional Preliminar*. Recuperado el 21 de septiembre de 2020, de <https://www.recursosyenergia.gob.ec/#search>
- Arredondo, D. (2009). *Resumen de Lodos para el 1° Parcial*. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/61682355/Resumes-de-Lodos-UAGRM>
- Baby, P; Rivadeneira, M; Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo, Columna tectóno-estratigráfica de la Cuenca Oriente [imagen]*. Obtenido de <https://books.openedition.org/ifea/2984>
- BelTA, Agencia Telegráfica de Belarús. (2019). *Belorusneft incrementó casi dos veces la producción del petróleo en Ecuador*. Obtenido de <https://esp.belta.by/economics/view/belorusneft-increment-casi-dos-veces-la-produccion-del-petroleo-en-ecuador-47314-2019/>
- Castillo, A., & Gallegos, R. (2008). *Evaluación y optimización de diferentes fluidos de perforación aplicados para el campo Villano, Operado por Agip Oil Ecuador (tesis de pregrado)*. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Repositorio Digital ESPOL. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/44404>
- Contreras, A. (2015). *Clasificación de los Fluidos de Perforación [Presentación de diapositivas]*. Obtenido de <https://vdocuments.mx/clasificacion-de-los-fluidos-de-perforacion.html>
- ECUASERVOIL. (2018). *Service Contract Conformación Societaria de Ecuaservoil Belorusneft: 51% State Company of the InternationalL Community SDT: 39% Private Ecuadorian Service*. Recuperado el 10 de septiembre de 2020, de Ubicación del Bloque 55[mapa]: https://images.slideplayer.es/82/14200146/slides/slide_5.jpg
- Guevara, S. (1996). *Informe Geológico del Pozo Exploratorio Armadillo -1*. Quito.
- Hernandez, M., & Manrique, A. (2018). *Formulación de un Fluido de Perforación de Alto Rendimiento Polimerico en Base Agua para el Bloque CPO-05 de la Cuenca de los Llanos Orientales (tesis de pregrado)*. Fundación Universidad de

América. Repositorio Digital UAMERICA. Obtenido de <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6721/1/6112774-2018-1-IQ.pdf>

Instituto Americano del Petróleo. (2001). *Manual de Fluidos de Perforación. Procedimiento Estándar para las Pruebas de Fluidos de Perforación*. Obtenido de https://www.academia.edu/33533726/MANUAL_DE_FLUIDOS_DE_PERFORACION_API_pdf

León, H. (2018). Análisis Técnicos de los Problemas Operacionales durante la Perforación de Pozos Direccionales del Campo Shushufindi. Quito, Ecuador.

López, G. (2017). *Análisis y Determinación de Límites Económicos en Pozos Productores de los Bloques 55 y 61 del Oriente Ecuatoriano (tesis de pregrado)*. Universidad Central del Ecuador. Obtenido de <http://200.12.169.19/bitstream/25000/13262/1/T-UCE-0012-69-2017.pdf>

M I SWACO. (2007). A Schullumberger Company. *Drilling Fluids Engineering Manual. Cálculos de ingeniería*.

Martinez, J. (2019). Procedimiento para la preparación de un fluido de perforación. (F. Colala, Entrevistador) Quito, Ecuador.

Orbe, P. (2009). *Análisis de la inhibición de arcillas reactivas y lutitas inestables de las formaciones de Orteguzaza, Tiyuyacu, Tena y Napo (SHALE) con fluidos base amina en un campo del Oriente Ecuatoriano (tesis pregrado)*. Escuela Politécnica Nacional. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/1494>

PDVSA. (2002). *Fluidos de Perforación, Primera versión*. Obtenido de https://www.academia.edu/20265052/Manual_de_Fluidos_de_Perforacion_PDVSA_CIED

Petroamazonas E.P. (2015). *Petroamazonas EP firma contrato para el Campo Armadillo y asegura nuevas inversiones por USD 146,07 millones en cinco años*. Obtenido de <https://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/02/Petroamazonas-EP-firma-contrato-para-el-Campo-Armadillo-y-asegura-nuevas-inversiones-por-USD-14607-millones-en-cinco-a%C3%B1os.pdf>

PETROKEM LOGGING SERVICES. (2016). Masterlog ARMB-002 . Quito, Ecuador.

Quitoil Services S.A. (2018). Quito, Ecuador.

Rosero, V. (2013). *Estudio para determinar la concentración efectiva del surfactante para minimizar el embolamiento de la sarta de perforación y broca en el campo Shushufindi (tesis de pregrado). Escuela Politécnica Nacional.Repositorio Digital EPN.* Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/7065>

Schlumberger. (2011). *Programa de Entrenamiento Acelerado para Supervisores.* Obtenido de INTRODUCCION A LOS FLUIDOS DE PERFORACION[Presentación de diapositivas]: <https://es.slideshare.net/jesusjesusurrea/introduccin-a-los-fluidos-de-perforacin>

Villarroel, L., & Izurieta, G. (2014). *Diseño de un Fluido de Perforación DRILL-IN Compuesto por Carbonato de Calcio para Minimizar el daño en Formaciones Productoras en el Campo SACHA(tesis de pregrado). Universidad Central del Ecuador. Repositorio Digital UCE.* Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/7690>

ANEXOS

ANEXO 1

CÁLCULOS DIAMETROS DE TUBERÍA Y CASING

DESPLAZAMIENTO

Se puede estimar el desplazamiento de la columna de perforación ($V_{\text{DESPL. TUBERÍA}}$) usando el DE y el DI de la tubería de perforación y los portamechas.

$$V_{\text{Despl.Tubería}} (\text{bbl/ft}) = \frac{DE^2_{\text{Tubería}} (\text{in.}) - DI^2_{\text{Tubería}} (\text{in.})}{1029.4}$$

Donde:

DE_{Tubería} = Diámetro externo de la tubería de perforación o portamechas.

DI_{Tubería} = Diámetro interior de la tubería de perforación o portamechas.

Para volúmenes más precisos, los valores de capacidad y desplazamiento de las tablas 2, 3, 4^a, 4b, 5 y 6 deberían ser usados para compensar la influencia de las juntas de tubería de perforación.

Diámetro (in.)	Capacidad (bbl/ft)
5 ¼	0.0268
5 5/8	0.0307
5 ¾	0.0321
5 7/8	0.0335
6	0.0350
6 1/8	0.0364
6 ¼	0.0379
6 ½	0.0410
6 ¾	0.0443
8 3/8	0.0681
8 ½	0.0702
8 5/8	0.0723
8 ¾	0.0744
10 5/8	0.1097
12 ¾	0.1458

Tabla 1a: Capacidad del pozo abierto

DE (in.)	Peso (lb/ft)	DI (in.)	Capacidad (bbl/ft)	Desplazamiento (bbl/ft)
9 5/8	40.00	8.835	0.0758	0.0142
9 5/8	47.00	8.681	0.0732	0.0168
9 5/8	53.50	8.535	0.0708	0.0192
13 3/8	54.50	12.615	0.1546	0.0192
13 3/8	68.00	12.415	0.1497	0.0241

Tabla 1b: Tubería de revestimiento

DE (in.)	Peso (lb/ft)	DI (in.)	Capacidad (bbl/ft)	Desplazamiento (bbl/ft)
5	19.50	4.276	0.0178	0.0065
5	20.50	4.214	0.0173	0.0070
5 ½	21.90	4.778	0.0222	0.0072
5 ½	24.70	4.670	0.0212	0.0082

Tabla 1c: Tubería de perforación

DE (in.)	Peso (lb/ft)	DI (in.)	Capacidad (bbl/ft)	Desplazamiento (bbl/ft)
3 ½	2.063	25.30	0.0042	0.0092
3 ½	2.250	23.20	0.0050	0.0084
5	3.000	49.30	0.0088	0.0180
5 ½	3.375	57.00	0.0112	0.0210

Tabla 1d: Tubería de perforación extrapesada

DE (in.)	Peso (lb/ft)	DI (in.)	Capacidad (bbl/ft)	Desplazamiento (bbl/ft)
6	2.250	82.50	0.00492	0.0301
6 ¼	2.250	90.60	0.00492	0.0330
6 ½	2.813	91.56	0.00768	0.0334
6 ¾	2.250	108.00	0.00492	0.0393
8	2.813	150.48	0.00768	0.0545

Tabla 1e: Portamechas

DE (in.)	Longitud del pistón (in.)		
	10	11	12
6	0.087	0.096	0.105
6 ¼	0.095	0.104	0.114
6 ½	0.103	0.113	0.123
6 ¾	0.111	0.122	0.133

Tabla 1f: Caudal de una bomba triplex (bbl/stk)

Unidades norteamericanas (ρ en lb/gal)

Presión Hidrostática

$$\Delta P(\text{psi}) = TVD(\text{ft}) \times \rho_{LODO} \times 0.052$$

lb/gal material densificante =

**Fórmula de
densificación (general)**

$$\rho_{\text{MaterialDensificante}} \times 42 \frac{(\rho_{\text{deseada}} - \rho_{\text{inicial}})}{(\rho_{\text{MaterialDensificante}} - \rho_{\text{deseada}})}$$

**Fórmula de
densificación (barita)**

$$\text{lb/gal barita} - 1470 \frac{(\rho_{\text{deseada}} - \rho_{\text{inicial}})}{(35.0 \text{ lb/gal} - \rho_{\text{deseada}})}$$

**Volumen del tanque
rectangular**

Volumen (bbl) = longitud (ft) x anchura (ft) x

altura (ft) x 0.1781

Volumen del pozo

$$V_{\text{Pozo}}(\text{bbl}) = \frac{ID_{\text{Pozo}}^2(\text{in.})}{1029.4} \times L(\text{ft})$$

Vcaudal de la bomba (bbl/stk)=

**Caudal de la bomba
(bomba triplex)**

$$\frac{DI_{\text{Tub.Rev.Corta}}^2(\text{in.}) - L(\text{in.}) \times \text{Rend}(\text{decimal})}{4.116}$$

Tiempo de circulación

$$\text{tiempo de circulación total (min)} = \frac{V_{\text{Sistema}}}{V_{\text{caudal de la bomba}}}$$

Tabla 1g: Resumen de fórmulas

ANEXO N° 2

SISTEMA DE CIRCULACION DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación están diseñados para facilitar la operación en la construcción y completación de los pozos petroleros, para tal fin, deben poder fluir en el pozo para cumplir con sus funciones, para esto existen una serie de componentes que permiten al fluido circular en el pozo, separarlo de los sólidos que acarrea hasta la superficie y acondicionarlo en superficie en la medida que se realizan los trabajos de perforación.

El sistema de circulación está compuesto por:

- Tanques de lodo
- Bombas de lodo
- Líneas de bombeo
- Tuberías de Perforación
- Espacio anular del pozo
- Líneas de retorno (Flow Line)
- Equipos de control de sólidos

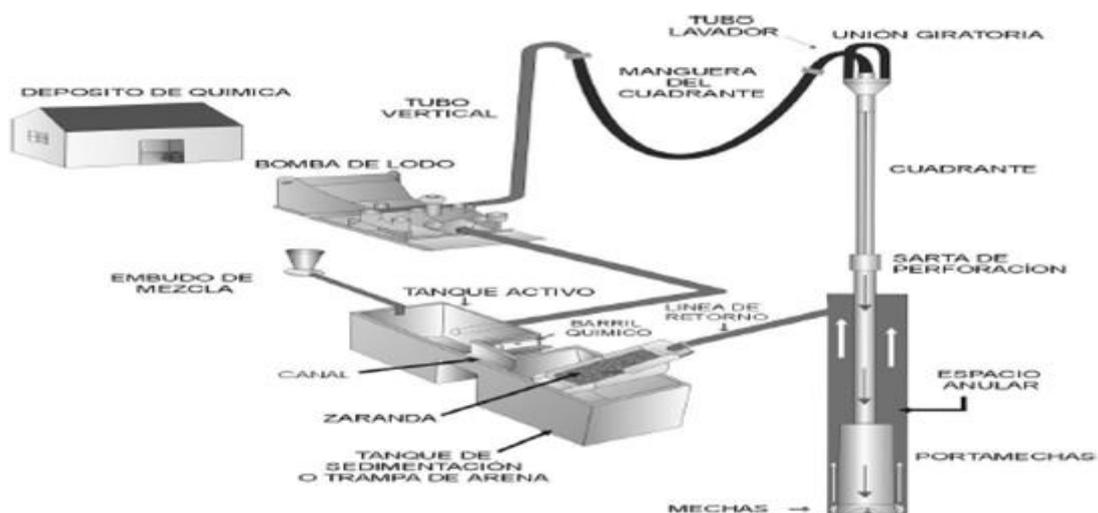


Figura 2a: Sistema de Circulación del Fluido de Perforación